

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Маслов Сергей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>P1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>P2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>P3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>P4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>P5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>P6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>P7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>P8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>P9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>P10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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
2Б6П	Маслову Сергею Александровичу

Тема работы:

Комплексный подход к анализу осложняющих факторов при добыче нефти в процессе кратковременной эксплуатации скважин на месторождения Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ предпосылок внедрения кратковременной эксплуатации скважин. Обзор ключевых осложнений, возникающих в процессе добычи нефти. Анализ влияния осложнений на процесс добычи нефти. Анализ критериев применения кратковременной эксплуатации скважин. Расчет технологических параметров кратковременной эксплуатации скважин.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант

Особенности добычи нефти в режиме кратковременной эксплуатации скважин в осложненных условиях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ применяемой технологии кратковременной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири в различных геолого-технологических условиях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Выбор комплексного решения для борьбы с осложняющими факторами, возникающими в процессе кратковременной эксплуатации скважин	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Особенности добычи нефти в режиме кратковременной эксплуатации скважин в осложненных условиях	
Анализ применяемой технологии кратковременной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири в различных геолого-технологических условиях	
Выбор комплексного решения для борьбы с осложняющими факторами, возникающими в процессе кратковременной эксплуатации скважин	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Маслов Сергей Александрович		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.03.2020	Особенности добычи нефти в режиме кратковременной эксплуатации скважин в осложненных условиях	25
13.04.2020	Анализ применяемой технологии кратковременной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири в различных геолого-технологических условиях	25
12.05.2020	Выбор комплексного решения для борьбы с осложняющими факторами, возникающими в процессе кратковременной эксплуатации скважин	30
22.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
05.06.2020	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		29.02.2020

**Консультант**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **Обозначения, определения и сокращения**

**МДС** – малодебитные скважины;

**ГНО** – глубинное насосное оборудование;

**КЭС** – кратковременная эксплуатация скважин;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**ЭЦН** – электроцентробежный насос;

**МРП** – межремонтный период;

**КПД** – коэффициент полезного действия;

**УШГН** – установка штангового глубинного насоса;

**ТМС** – телеметрия скважин;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**АПВ** – автоматическое повторное включение;

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ТКРС** – текущий и капитальный ремонт скважин;

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**КВЧ** – количество взвешенных частиц;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**ТМПН** – трансформатор маслонакопленный повышающий напряжение;

**ПЧ** – преобразователь частоты;

**УДЭ** – установка дозировочная электронасосная;

**АДП** – агрегат депарафинизации;

**УПС** – установка по прогреву скважин;

**ШГН** – штанговый глубинный насос;

**СУ** – станция управления;

**ШУМ** – шламоуловитель модульный;

**ЖНШ** – целевой фильтр-входной модуль;

**ФС** – фильтр скважинный;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ПУЭ** – правила устройства электроустановок;

**ПОТ** – правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;

**АУП** – автоматическая установка пожаротушения.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 страниц, в том числе 31 рисунок, 25 таблиц. Список литературы включает 20 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: кратковременная эксплуатация скважин, осложнения при добыче нефти, солеотложения, механические примеси, асфальтосмолопарафиновые отложения, технологии защиты внутрискважинного оборудования, Западная Сибирь.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при кратковременной эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях Западной Сибири и методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов и технологий защиты внутрискважинного оборудования от осложнений в процессе кратковременной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования была подробно рассмотрена природа осложнений, возникающих в процессе добычи нефти способом кратковременной эксплуатации. Проведен анализ технологий, применяемых для борьбы с механическими примесями, солеотложениями и отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ. Проанализированы современные тренды при организации защиты скважинного оборудования от осложняющих факторов.

В результате исследования выявлен положительный эффект от внедрения кратковременной эксплуатации скважин на осложненном малодебитном фонде скважин.

Область применения: осложненный фонд скважин месторождений Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования за счет внедрения кратковременной эксплуатации скважин.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕЖИМЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	13
1.1 Анализ предпосылок внедрения кратковременной эксплуатации скважин .	13
1.2 Обзор ключевых осложнений, возникающих в процессе добычи нефти .....	18
1.2.1 Анализ природы механических примесей.....	20
1.2.2 Анализ природы солеотложений.....	23
1.2.3 Анализ природы асфальтосмолопарафиновых отложений .....	27
1.3 Анализ влияния осложнений на процесс добычи нефти .....	29
1.3.1 Влияние механических примеси .....	30
1.3.2. Влияние солеотложений.....	32
1.3.3. Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений .....	34
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ...	36
2.1. Анализ критериев применения кратковременной эксплуатации скважин ..	36
2.1.1. Коэффициент полезного действия установок .....	36
2.1.2. Рентабельность добычи .....	38
2.1.3. Межремонтный период .....	49
2.1.4. Осложненный фонд скважин .....	50
2.1.4.1 КЭС как инструмент борьбы с осложняющими факторами.....	50
2.1.4.2. Анализ осложняющих факторов при эксплуатации скважин .....	53
2.2. Расчет технологических параметров кратковременной эксплуатации скважин.....	69
3 ВЫБОР КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМИ ФАКТОРАМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ В ПРОЦЕССЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН .....	72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1. Разработка графика проведения исследовательских работ .....	75
4.2. Анализ конкурентных технических решений .....	76
4.2.1. Расчет работы УЭЦН в непрерывном режиме эксплуатации скважины с нерегулируемым приводом .....	77
4.2.2. Расчет работы УЭЦН в непрерывном режиме эксплуатации скважины с регулируемым приводом .....	79

4.2.3. Расчет работы УЭЦН в периодическом режиме эксплуатации скважины с нерегулируемым приводом .....	81
4.2.4. Расчет работы УЭЦН в кратковременном режиме эксплуатации скважины с регулируемым электроприводом .....	84
4.3. Расчет энергоэффективности и дополнительных затрат .....	88
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	91
5.2. Производственная безопасность.....	92
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов.....	93
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов.....	95
5.3 Охрана окружающей среды .....	99
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	106
Приложение А .....	108

## ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли промышленности в России и в мире наблюдается тенденция роста числа малодебитных скважин (МДС) (с дебитом до 5 м<sup>3</sup>/сут), что объясняется переходом большинства нефтяных месторождений на поздние стадии разработки. Эксплуатация МДС обычно осложнена рядом факторов, таких как – вынос механических примесей, солеотложения, отложение асфальтенов, смол, парафинов, высокая обводненность добываемой продукции, оптимизации работы глубинного насосного оборудования (ГНО), решение вопросов коррозии и подготовки продукции. Все эти факторы в совокупности приводят к большим эксплуатационным затратам на содержание фонда МДС в работоспособном состоянии, а малые величины дебитов нефти обуславливают актуальность вопроса повышения рентабельности добычи нефти.

Метод кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) является эффективным способом эксплуатации фонда МДС, в том числе с проявлением основных осложняющих факторов. Одним из первых, кто предложил использовать метод КЭС как способ борьбы с проявлением осложняющих факторов, был Кузьмичев Н.П., он утверждает, что «КЭС обладает рядом уникальных достоинств», одним из которых является «способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении».

С технологической точки зрения, КЭС является результатом объединения двух способов эксплуатации: периодической эксплуатации скважин установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и непрерывной эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом. КЭС – с экономической точки зрения, является наиболее эффективным способом добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин, оборудованных УЭЦН. Главная особенность КЭС с точки зрения рентабельности — это снижение себестоимости добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин. Это достигается одновременным благоприятным воздействием на все основные составляющие себестоимости

добычи нефти: увеличение объёма добычи, сокращение расхода электроэнергии, а также увеличение межремонтного периода (МРП).

Цель выпускной квалификационной работы заключается в анализе применения кратковременной эксплуатации в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать предпосылки внедрения кратковременной эксплуатации скважин;
2. Произвести анализ малodeбитного фонда скважин месторождений Западной Сибири;
3. Определить эффективности применения кратковременной эксплуатации скважин;
4. Произвести подбор комплексного решения для борьбы с осложняющими факторами.

# **1 ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕЖИМЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

Кратковременный режим эксплуатации скважин представляет последовательность рабочих циклов, каждый из которых включает в себя период работы и период простоя, другими словами, КЭС – способ эксплуатации мало- и среднедебитных скважин, который основан на чередовании периодов извлечения и накопления нефти в стволе добывающей скважины. По существу, кратковременная эксплуатация скважин используется для повышения эффективности эксплуатации низкодебитного фонда насосам большей производительности и с большим коэффициентом полезного действия (КПД).

Следует отметить, что идея КЭС известна достаточно давно – примерно с 1960-х годов. Но более широкое распространение она получила лишь в последнее время. Промысловые испытания кратковременной эксплуатации скважин проходили в Российских нефтяных компаниях, таких как ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО НК «РуссНефть», также имеется и зарубежный опыт применения данной технологии.

Данная технология применяется на скважинах, где характеристики притока не обеспечивают надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне). Кратковременная эксплуатация скважин позволяет производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования.

## **1.1 Анализ предпосылок внедрения кратковременной эксплуатации скважин**

Можно выделить несколько основных предпосылок для внедрения кратковременной эксплуатации скважин в процесс добычи нефти:

1. Частые ремонты при непрерывной эксплуатации;
2. Низкий коэффициент полезного действия установок;
3. Высокая обводненность добываемой продукции;

4. Снижение пластового давления;
5. Отсутствие электроцентробежных насосов (ЭЦН) малой производительности с высоким КПД и высокой надежностью;
6. Низкая рентабельность добычи непрерывным способом эксплуатации;
7. Осложненные условия эксплуатации:
  - a) отложение солей на рабочих органах насоса;
  - b) отложение парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти;
  - c) засорение рабочих органов насоса механическими примесями.

Также можно выделить ряд геологических критериев КЭС: большая глубина залегания продуктивного пласта, коллектор представлен слабосцементированными, рыхлыми породами, низкая проницаемость коллектора и его неоднородность, высокая минерализация пластовой воды и другие.

Большинство существующих методов работы при низком забойном давлении малоэффективны и зачастую приводят к уменьшению межремонтного периода или потерям в добыче. Например, применение для добычи нефти с малодебитных скважин установок штанговых глубинных насосов (УШГН) не позволяет провести достаточное заглубление, при этом их максимальная производительность не соответствует дебитам скважин. Подобные проблемы возникают и при эксплуатации малодебитных скважин установками электроцентробежного насоса, так как сопровождается постоянными срывами подачи и частыми простоями, что приводит к серьезным потерям.

Применение КЭС позволяет решить вышеуказанные проблемы за счет того, что УЭЦН всегда работает в оптимальном режиме, помимо этого блок телеметрии скважин (ТМС), с помощью которого осуществляется контроль за работой скважины, позволяет проводить более быстрое и качественное освоение без риска для установки, так же открывается возможность максимально понижать забойное давление и увеличивать депрессию на пласт во время эксплуатации скважины, что способствует дополнительному притоку флюида.

Таким образом, дополнительно производится эффективная обработка призабойной зоны в импульсном режиме, где чередуется импульс репрессии и импульс депрессии. Такое воздействие на продуктивный пласт позволяет эффективно «раскачать» пласт и добиться максимизации притока, помимо этого открывается возможность приобщить трудноизвлекаемые пропластки.

На Шингинском месторождении наблюдается рост числа малодебитных скважин, в связи с резким снижением дебита жидкости по новым скважинам. В этот период в основном использовался ЭЦН-35-2000, данных насос применялся почти на четверти всего фонда скважин. Ввод в эксплуатацию новых скважин, эксплуатируемых ЭЦН-35-2000, в соответствие с ожидаемыми параметрами дебита 30-40 м<sup>3</sup>/сут имел свои негативные последствия, которые проявлялись в росте отказов погружного оборудования по причине засорения механическими примесями, отложения солей и как результат в снижении межремонтного периода скважин. Для устранения данных последствий применялись методики вывода на режим работы с пониженной частотой, устанавливались шламоуловители, применялись ингибиторы солеотложений, проводились периодические кислотные обработки и промывки скважин, но это не дало требуемых результатов. Поэтому для выхода из сложившейся ситуации рассматривались следующие варианты решения проблемы:

1. Применение УШГН;
2. Применение винтовых насосов;
3. Переход на аналоги малопроизводительных УЭЦН других производителей.

Все эти варианты не дали бы должного результата, так как применение УШГН и винтовых насосов ограничено по глубине спуска насоса, помимо этого для использования УШГН необходимо создание глубоких депрессий, что вынуждает спускать погружное оборудование на глубину ниже 2500 м, следовательно, делает невозможным применение отечественных установок УШГН. Переход на аналоги УЭЦН других производителей так же не решило бы

проблему из-за схожести конструкции УЭЦН подобного типа, и как следствие, схожести проблем при эксплуатации малодебитного фонда.

На Шингинском месторождении проведено активное внедрение метода кратковременной эксплуатации скважин. На рисунке 1 представлена динамика фонда скважин, из которой видно, что количество скважин, эксплуатируемых в кратковременном режиме, к середине 2015 года достигло половины от всего фонда скважин. По рисунку также можно пронаблюдать то, что темп роста доли фонда КЭС выше, чем прирост скважин из бурения [1].

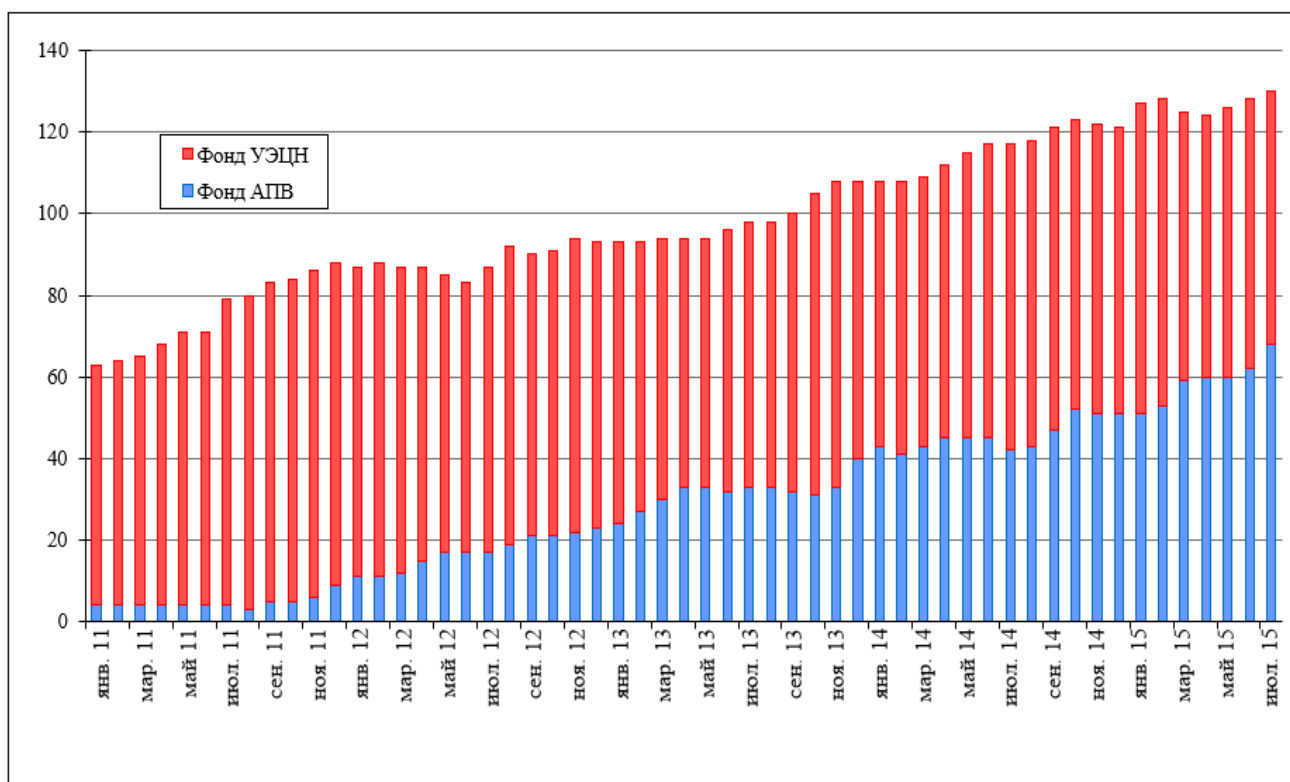


Рисунок 1 – Динамика фонда скважин Шингинского месторождения

### **Южно-Приобское месторождение**

Южно-Приобское месторождение характеризуется большим количеством осложняющих факторов, среди которых можно выделить: многопластовое строение залежи со сложным геологическим профилем, вынос механических примесей с высокой твердостью частиц, большая глубина залегания продуктивного пласта, низкая проницаемость коллектора и его неоднородность, слабое влияние системы поддержания пластового давления (ППД) и слабый приток жидкости. При добыче нефти в подобных условиях



значительно снижается надежность и эффективность работы стандартного оборудования, в связи с этим возникает необходимость поиска альтернативных путей добычи нефти. Было принято решение эксплуатации скважин в кратковременном режиме, так как данный метод уже был опробован на скважинах с малым МРП.

На рисунке 2 приведен алгоритм работы установки электроцентробежного насоса в кратковременном режиме и в режиме автоматического повторного включения (АПВ) на примере скважины №19468/82.

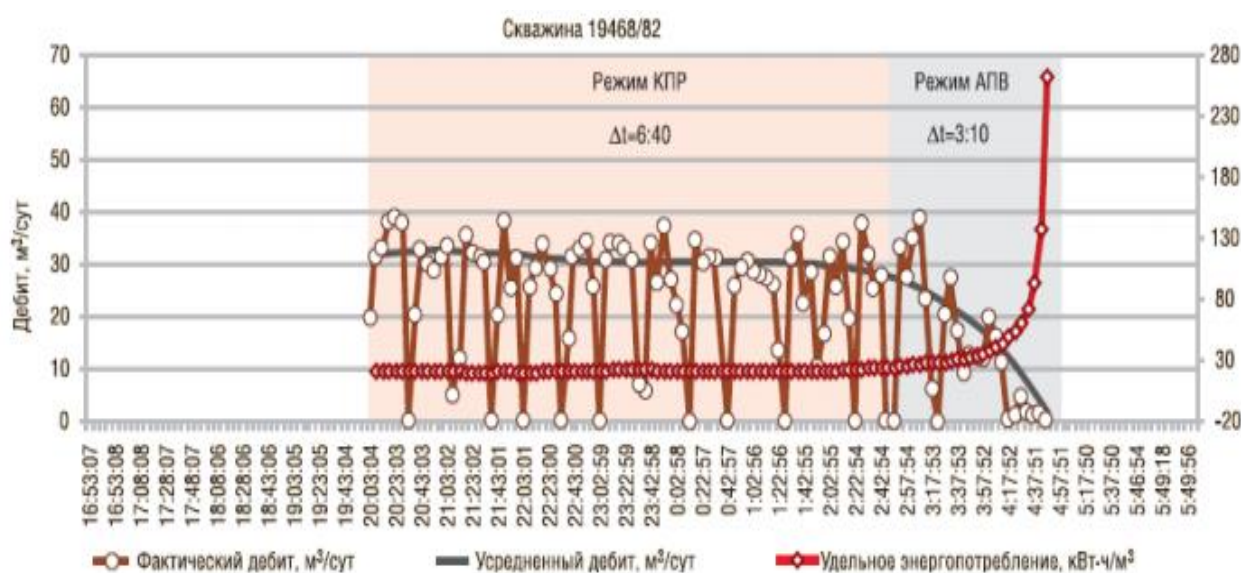


Рисунок 2 – Алгоритм работы установки электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации на скважине №19468/82 Южно-Приобского месторождения [2]

Можно проследить эффективность кратковременной эксплуатации скважин, по сравнению с автоматическим повторным включением, на основе данных по скважине 19468/82 Южно-Приобского месторождения (рисунок 2). На рисунке видно, что переход на режим КЭС вызвал увеличение дебита с 1,8 м³/сут до 8 м³/сут, помимо этого удалось снизить удельное потребление электроэнергии в два раза с 43 до 21 кВт·ч/м³ [2]. При этом эффективное время работы установки составило 68%, а неэффективное 32% (рисунок 3).

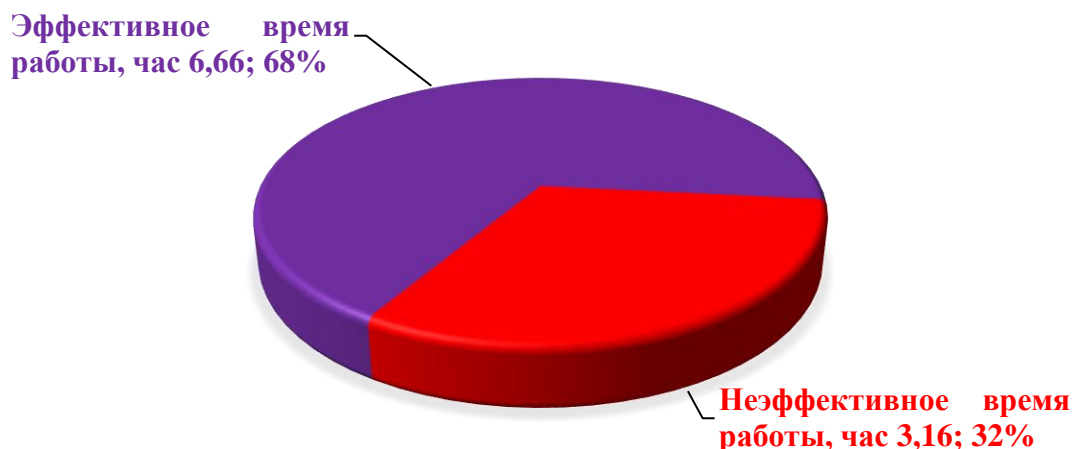


Рисунок 3 – Эффективное и неэффективное время работы установки электроцентробежного насоса

Итогом проведенного анализа по данному разделу можно считать схему, которая приведена на рисунке 4.

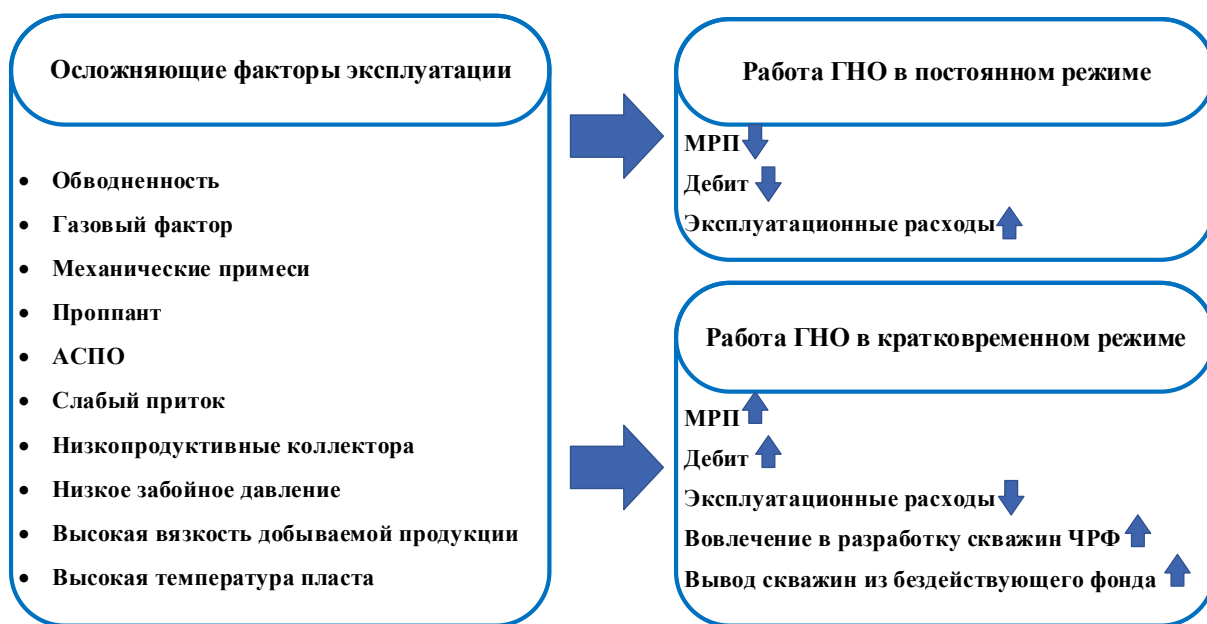


Рисунок 4 – Сравнение работы глубинного насосного оборудования в режимах кратковременной и непрерывной эксплуатации в осложненных условиях

## 1.2 Обзор ключевых осложнений, возникающих в процессе добычи нефти

Большинство месторождений Западной Сибири, эксплуатируемых механическим способом добычи, характеризуются большой глубиной залегания

продуктивных пластов, высоким газовым фактором, отложением парафина, наличием песка в добываемой продукции и рядом других осложняющих факторов.

Все нефтяные месторождения обладают рядом специфических условий, которые выделяют данное месторождение среди других. Эти условия учитываются при разработке месторождения, ими определяются и осложнения, возникающие в процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. Причинами различных осложнений при эксплуатации добывающих скважин могут быть:

- свойства и состав пластовых флюидов (высокая минерализация пластовой воды способствует образованию солеотложений, высокое содержание тяжелых фракций нефти может привести к образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО));
- свойства продуктивного пласта (если коллектор представлен слабосцементированными, рыхлыми породами, то увеличивается вероятность выноса механических примесей);
- термобарическая характеристика залежей (термобарические условия добычи напрямую влияют на образование АСПО и выпадение солеотложений);
- продуктивность скважины (высокие дебиты скважин способствуют разрушению пласта-коллектора в связи с увеличенной скоростью фильтрации);
- характеристика режима работы скважины и применяемого оборудования (в зависимости от режима работы скважины и применяемого оборудования меняется скорость течения жидкости, значения дебита и притока, что может привести к разрушению пласта-коллектора и как следствие к образованию механических примесей).

Тем не менее в различных регионах имеются общие осложнения, свойственные практически всем месторождениям. Частота и интенсивность этих осложнений на конкретных месторождениях не одинакова и зависит от вышеперечисленных факторов. По растворимости отложений их можно подразделить на растворимые и нерастворимые (рисунок 5).

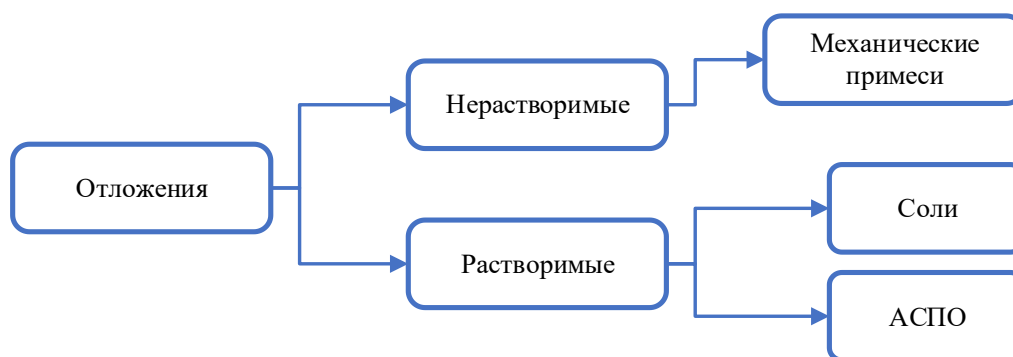


Рисунок 5 – Основные виды отложений

Одной из основных проблем при добыче нефти механизированным способом является образование различных отложений на элементах насоса, насосно-компрессорных трубах (НКТ) и других составляющих ГНО. Отложения можно условно разделить на две основные группы: нерастворимые и растворимые. К нерастворимым относятся механические примеси, то есть вещества, не растворяющиеся в бензине и имеющие размеры частиц не более 100 мкм. Механические примеси преимущественно состоят из песка, глины, мельчайших частиц железа, минеральных солей, продуктов коррозии и других веществ. К растворимым отложениям можно отнести АСПО и соли. АСПО представляют собой тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. Солеотложения на месторождениях Западной Сибири в основном представлены карбонатом кальция и сульфатом бария.

### 1.2.1 Анализ природы механических примесей

Поздние стадии разработки нефтяных месторождений характеризуются высокой степенью обводненности добываемой продукции, в связи с этим для поддержания уровня добычи нефти необходимо принимать меры, способствующие увеличению дебит скважин. При увеличении дебита скважин увеличивается вынос механических примесей из слабосцементированных коллекторов из-за увеличения скорости фильтрации и разрушения скелета коллектора на стенках каналов и трещин из-за образования микротрещин.

Природа происхождения твердых частиц в насосном оборудовании многообразна. Согласно классификации, принятой в ТПП «Лангепаснефтегаз»,

присутствие механических примесей в скважинах обусловлено несколькими группами причин:

- занесение механических примесей в призабойную зону пласта (ПЗП) во время проведения текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС), гидроразрыва пласта (ГРП), а также в процессе бурения;
- закачка в скважину неподготовленных жидкостей глушения (грязные растворы);
- геологические причины: продуктивные пласты, сложенные слабыми породами, которые подвержены разрушению при разработке, что приводит к выносу песка из скважины.

Среди основных источников механических примесей, попадающих в насосную установку, можно выделить 4 основные группы в соответствии с природой их возникновения: пласт, эксплуатационная колонна, глубинное оборудование, а также технологические жидкости, закачиваемые в пласт (рисунок 6) [3].



Рисунок 6 – Источники механических примесей, попадающих в насосную установку

Исходя из условий возникновения механических примесей, можно выделить три основные группы причин разрушения коллектора и выноса песка: геологические, технологические и технические. Они представлены на схеме, изображенной на рисунке 7.

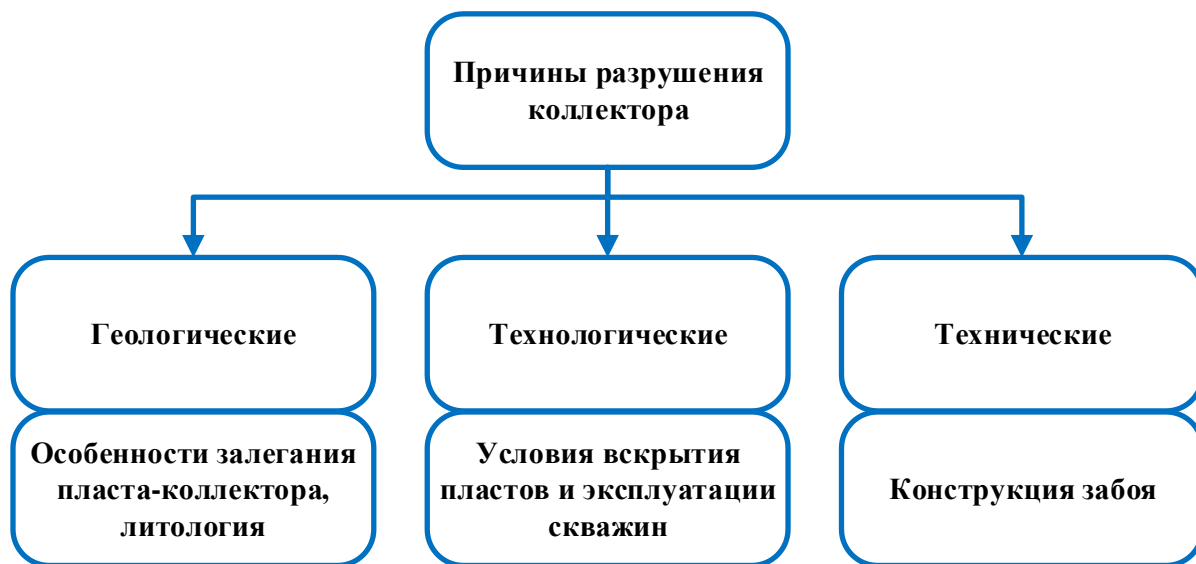


Рисунок 7 – Основные причины разрушения пласта-коллектора

Можно выделить следующие геологические причины разрушения пласта-коллектора: глубина залегания пласта; пластовое давление; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; степень сцементированности породы пласта, ее проницаемость; внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость) и ряд других причин. Среди технологических причин выделяют: дебит скважины, величина депрессии на пласт, фильтрационные нагрузки, скин-эффект и др. К техническим причинам относятся: конструкция забоя, интервал вскрытия пласта, открытость перфорационных каналов и т.д.

На рисунке 8 представлена зависимость количества взвешенных частиц (КВЧ) в зависимости от значений забойного давления, депрессии, отношения забойного давления к депрессии и от динамического уровня в скважине. При увеличении депрессии наблюдается значительный рост количества взвешенных частиц в добываемой продукции, поэтому уменьшение динамического уровня, приводящее к снижению забойного давления, приводит к снижению количества взвешенных частиц.

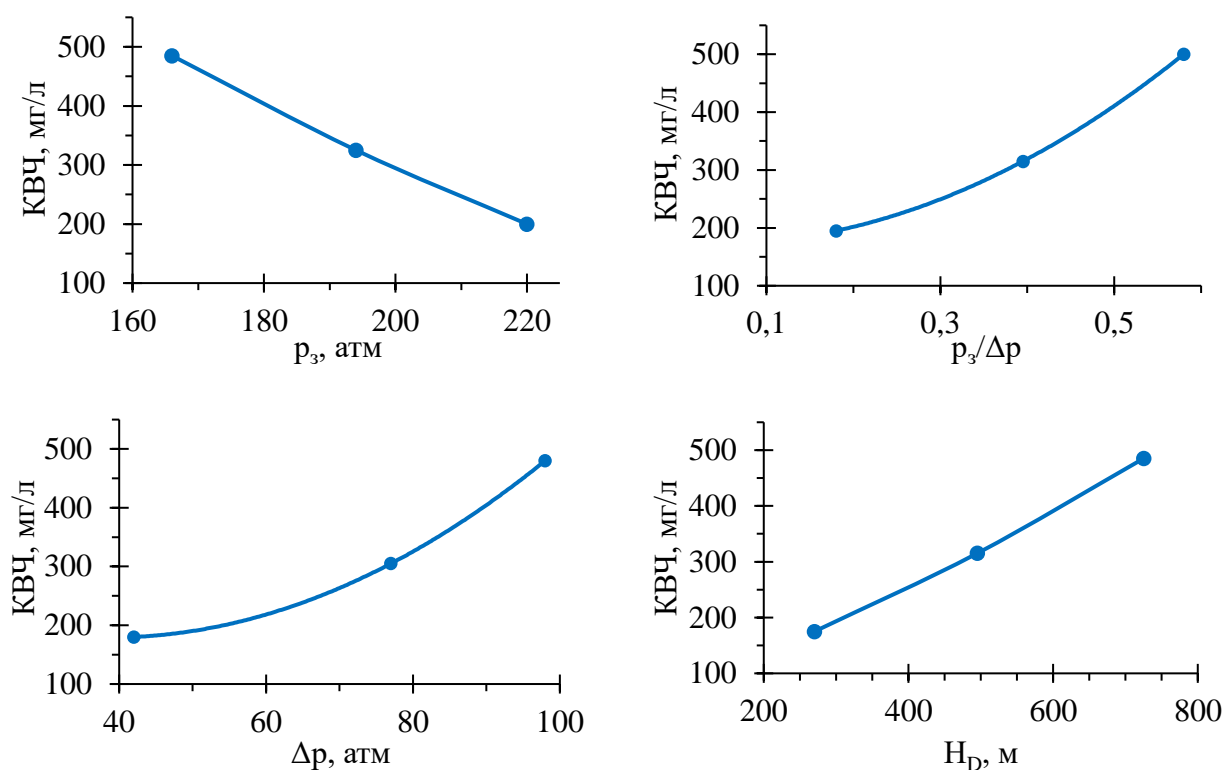


Рисунок 8 – Зависимость количества взвешенных частиц от забойного давления ( $p_z$ ), депрессии ( $\Delta p$ ), отношения ( $p_z/\Delta p$ ) и динамического уровня ( $H_D$ ) для Ершового месторождения

Основными факторами, определяющими величину концентрации механических примесей, являются: глубина залегания пласта, физико-химические свойства добываемой продукции и ее обводненность, пластовое давление, проницаемость пласта, дебит скважины, плотность перфорации, тип жидкости глушения.

### 1.2.2 Анализ природы солеотложений

Проблема солеотложений наиболее активно проявляется на поздних стадиях разработки, в связи с увеличением обводненности добываемой продукции, так как главным источником выпадения солей является пластовая вода, добываемая вместе с нефтью.

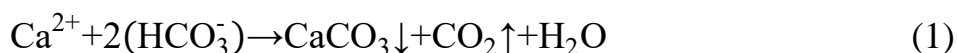
Соли выпадают из водных растворов при их перенасыщении определенными ионами. Нарушение равновесных условий, вызванное изменением давления и температуры потока скважинных флюидов, приводит к

образованию пересыщенных водных растворов и, как следствие, к солеотложению.

Можно выделить несколько основных причин образования солеотложений на рабочих органах УЭЦН:

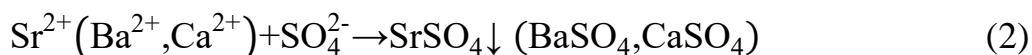
- испарение водных растворов при контакте с нагретым оборудованием приводит к пересыщению флюидов ограничено растворимыми солями и их выпадению (характерно для малообводненных скважин, особенно при высоких пластовых значениях давления и температуры);

- изменение термобарических условий (снижение давления и увеличение температуры добываемой продукции) приводит к выделению растворенного углекислого газа и последующему выпадению осадка:



- определенный состав пластовой жидкости – высокая обводненность, наличие растворенных природных минералов;

- смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава (в пластовой воде обычно содержатся катионы кальция, бария и стронция, а в закачиваемой воде – сульфат ионы), что приводит к образованию нерастворимых соединений, таких как барит, целестин, гипс и ангидрит):



- конструктивное исполнение ЭЦН (образование застойных зон, коррозия поверхности и т.д.) [4].

Минерализация подземных вод, попутно добываемых с нефтью, играет немаловажную роль в процессе образования солеотложений. Для Западной Сибири минерализация подземных вод, которые представлены водами Сеноманского горизонта, составляет примерно 11-19 г/л.

Основной причиной образования солеотложений является изменение термобарических условий, это можно проследить на основе состава отложений со скважинного оборудования месторождений Ноябрьского района, разрабатываемых компанией АО «Газпромнефть — Ноябрьскнефтегаз», представленного в таблице 1.



Таблица 1 – Минералогия осадков насосных установок Ноябрьского района

Месторождение	CaCO <sub>3</sub> , шт / %	Другие соли (галит, барит, гипс) шт / %	Мех- примеси, шт / %	Продукты коррозии, шт / %	Кол-во скважин
Средне-Иркутское	0/15	0/0	1/43	2/42	3
Умсейское	0/1	0/0	0/17	2/83	2
Муравленковское	30/61	0/0	4/9	13/27	49
Суторминское	62/63	1/1	7/8	29/27	101
Вынгайхинское	11/59	0/0	4/23	3/18	18
Сугмутское	20/44	1/2	10/22	15/32	48
Западно-Ноябрьское	0/0	0/0	0/0	1/100	1
Западно-Суторминское	0/3	0/0	0/10	1/87	1
Карамовское	4/50	0/0	0/1	4/49	8
Северо- Памальяхинское	1/55	0/0	1/25	0/20	2
Холмогорское	9/63	0/0	1/9	4/28	14
Крайнее	7/77	0/0	0/2	1/10	9
Пограничное	5/83	0/0	0/1	1/15	6
Романовское	2/100	0/0	0/0	0/0	2
Спорышевское	2/40	0/0	1/18	2/42	5
Новогоднее	1/25	1/27	0/1	0/8	4
Вынгапуровское	18/47	1/3	4/15	11/34	34
Итого по месторождениям региона	172/56	4/1	33/12	89/29	307

Как упоминалось ранее, солеобразование связано с перенасыщением водной среды труднорастворимыми солями. Химический состав солеотложений преимущественно зависит от гидрогеохимических условий продуктивных пород-коллекторов (химический состав и минерализация пластовых вод, химический состав и физические свойства породы). В гидрогеологическом строении Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна выделяются три гидрогеологические зоны: внутренняя, внешняя, краевая.

Внешнему контуру перехода пресных и солоноватых вод в соленые соответствует граница краевой зоны. Наиболее распространенными для данной зоны являются следующие водные растворы: гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные натриевые и хлористые натриевые.

Внешняя гидрогеологическая зона расположена за краевой, этой зоне соответствует затрудненный водообмен. Минерализации внешней зоны увеличивается вниз по разрезу и по направлению от периферических районов к центральным. Среди солей увеличивается количество кальций-ионов, но уменьшается содержание гидрокарбонатов.

Внутренняя гидрогеологическая зона соответствует наиболее погруженной части мезозойного бассейна. Условия внутренней зона резко отличаются от внешней, это проявляется в снижении минерализации вод с глубиной от 18-20 г/л до 12-14 г/л (юрский водоносный комплекс). Наиболее сильно снижение минерализации проявляется в северных районах (на глубинах 2,5-3 км встречаются воды с минерализацией 3-5 г/л). Для внутренней зоны, в отличие от внешней, характерно уменьшение количества кальций-ионов и увеличение гидрокарбонат-ионов.

Внутреннюю гидрогеологическую зону можно условно разделить на четыре района с различными гидрохимическими свойствами подземных вод: минерализацией, солевым составом и характером изменения свойств по разрезу [5].

- Первый район включает в себя территории Обь-Иртышского и Обь-Енисейского междуречий. Подземные воды этого района характеризуются максимально высокой минерализацией (до 50-86 г/л) для Западно-Сибирского артезианского бассейна и максимальным содержанием кальций-ионов в водах нижнемеловых отложений (до 25-35 %). По разрезу минерализация пластовых вод закономерно увеличивается с глубиной от 16-26 г/л в меловых отложениях до 50 г/л и более в юрском комплексе. Также по разрезу можно наблюдать переход вод от гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевого типов к хлоркальциевому (по классификации В.А. Сулина).

- Второй район расположен в западной части бассейна. Подземные воды этого района обладают сравнительно небольшой минерализацией (обычно менее 20 г/л) и характеризуются низким содержанием кальций-ионов (менее 10 %). По разрезу не наблюдается повышение минерализации с увеличением

глубины, а напротив, на отдельных участках минерализация уменьшается по разрезу от 20-26 г/л в меловых отложениях до 8-12 г/л. Также по разрезу можно проследить обратную для первого района закономерность изменения гидрохимического типа вод: с хлор-кальциевого типа на гидрокарбонатно-натриевых (по классификации В.А. Сулина).

- Третий район находится в южной части Обь-Иртышского междуречья. Относительно первого и второго районов, этот район обладает средними показателями минерализации вод юрских отложений (20-35 г/л). Содержание кальций-ионов в подземных водах нижнемеловых отложений составляет обычно до 15-23 %, что является промежуточным значением, по сравнению с первым и вторым районами.

- Четвертый район расположен в северной части бассейна, для него наиболее сильно выражен инверсионный тип зональности, по сравнению со вторым районом. На многих площадях вниз по разрезу наблюдается четкое снижение минерализации и широкое распространение солоноватых вод с минерализацией 10-15 г/л на глубине 2,5-3,8 км. Для данного района характерно повсеместное распространение вод гидрокарбонатно-натриевого типа в неоконъюрских отложениях.

### **1.2.3 Анализ природы асфальтосмолопарафиновых отложений**

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой природный композитный материал, который представлен зачастую 10-15 органоминеральными веществами и соединениями. Среди органических веществ в составе можно выделить селикагелевые смолы, асфальтены и высокомолекулярные парафины, а среди неорганических веществ – механические примеси и смолы. Отложения обычно представляют собой суспензию или эмульсию мазеподобной консистенции, способную легко прилипать к различным поверхностям.

На Приобском месторождении проводился мониторинг отложений из насосных установок [6]. В таблицах 2,3 представлены данные мониторинга, а

именно состав отложений из УЭЦН и состав их органической части. Как видно из таблиц, преобладающим веществом среди органической части отложений являются асфальтены. Это связано с тем, что асфальтены являются парамагнетиками, а ЭЦН создает магнитное поле при работе, что провоцирует выпадение асфальтенов на рабочих органах насоса.

Таблица 2 – Состав отложений из насосных установок

Скважина	Неорганическая часть, %	Органическая часть, %
19549	2	98
19548	3	97
19521	4	96
19517	3	97
19521	97	3
19489	2,6	97,4
19491	1,8	98,2
19459	97	3
19460	89	11
19374	58	42
19487	71	29

Таблица 3 – Состав органической части отложений

Скважина	Асфальтены, %	Смолы, %	Нефть, %	Парафины, %
19491	45	21	25	9
19549	59	18	11	12
19548	56	16	20	8
19489	40	22	29	9
19517	60	12	21	7
19521	54	14	24	8

Отложение АСПО может происходить по ряду причин, из которых одной из основных является изменение термодинамического состояния среды. При изменении термодинамических условий в скважине происходит частичная кристаллизация твердой фазы и последующее ее осаждение на стенках оборудования. Парафинизация оборудования зачастую возникает из-за

охлаждения потока до температур, ниже температуры насыщения нефти парафином.

Интенсивность выпадения асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти, в наибольшей степени, зависит от физико-химических свойств добываемой продукции и от условий эксплуатации скважин (дебита и обводненности). Можно выделить следующие основные факторы, которые увеличивают интенсивность образования АСПО в насосно-компрессорных трубах:

- шероховатость стенок труб;
- высокое содержание парафинов в нефти (увеличивается температура насыщения нефти парафином, а также повышается масса кристаллического парафина при значениях температуры, ниже температуры насыщения);
- невысокие температуры газожидкостного потока (обычно при температурах ниже 20 °С начинается образование АСПО);
- низкая обводненность добываемой продукции. При высокой обводненности увеличивается температура жидкости за счет увеличения теплопроводности и гидрофилизации поверхности НКТ, что препятствует образованию отложений);
- малые дебиты скважин (сравнительно невысокая скорость потока не способствует срыву выпавших АСПО со стенок ГНО).

Наиболее существенное влияние на процесс выпадения АСПО оказывает состояние поверхности труб и скорость движения флюида, так отложение АСПО на внутренней поверхности НКТ возможно лишь при сравнительно небольших скоростях потока добываемой продукции (обычно ниже 6 - 6,5 м/с), так как при более высоких значениях скорости происходит срыв отложений с поверхности стенок.

### **1.3 Анализ влияния осложнений на процесс добычи нефти**

Одной из ключевых причин выхода из строя установок электроцентробежного насоса является образование различного рода

отложений. Доля преждевременных отказов УЭЦН по причине отложения солей, засорения механическими примесями и образования АСПО в среднем составляет около 40 % от общего числа отказов (рисунок 9). Остальная же часть отказов происходит преимущественно по причинам, связанным с качеством изготовления и эксплуатации УЭЦН, а именно, с прорывами кабеля, несоответствием параметров УЭЦН параметрам скважины или пласта и ряд других причин.

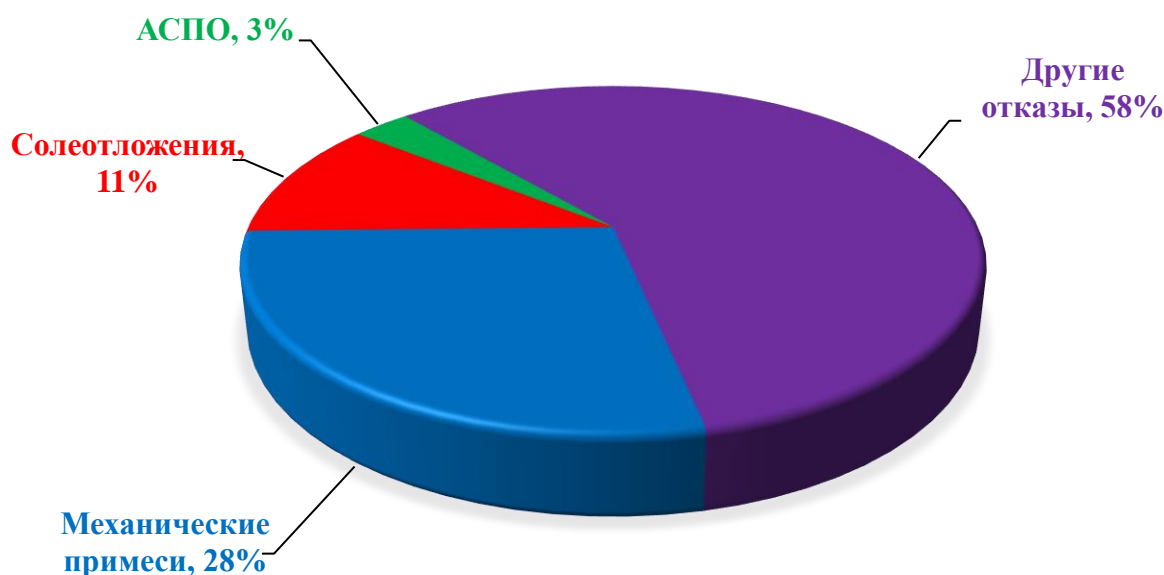


Рисунок 9 – Причины отказов установок электроцентробежного насоса  
(по данным компании ООО «ПК «Борец»)

Представленная статистика позволяет сделать вывод, что актуальнейшей проблемой, возникающей при механизированной добыче нефти, является предотвращение и борьба с отложениями солей, асфальтосмоловых и парафиновых веществ, а также механическими примесями.

### 1.3.1 Влияние механических примеси

Применительно к глубинному насосному оборудованию механические примеси являются одной из основных причин поломок. Для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири доля отказов насосного оборудования, связанных с влиянием механических примесей, составляет 35-50 %, а в отдельных случаях доля таких отказов может достигать значения 80 %, в

то время как для коррозии доля отказов находится в пределах 20-25 %, а для солеотложений – 15 - 20%. Например, по данным ПАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ», доля отказов оборудования по причине засорения механическими примесями составила 23 % (рисунок 10).

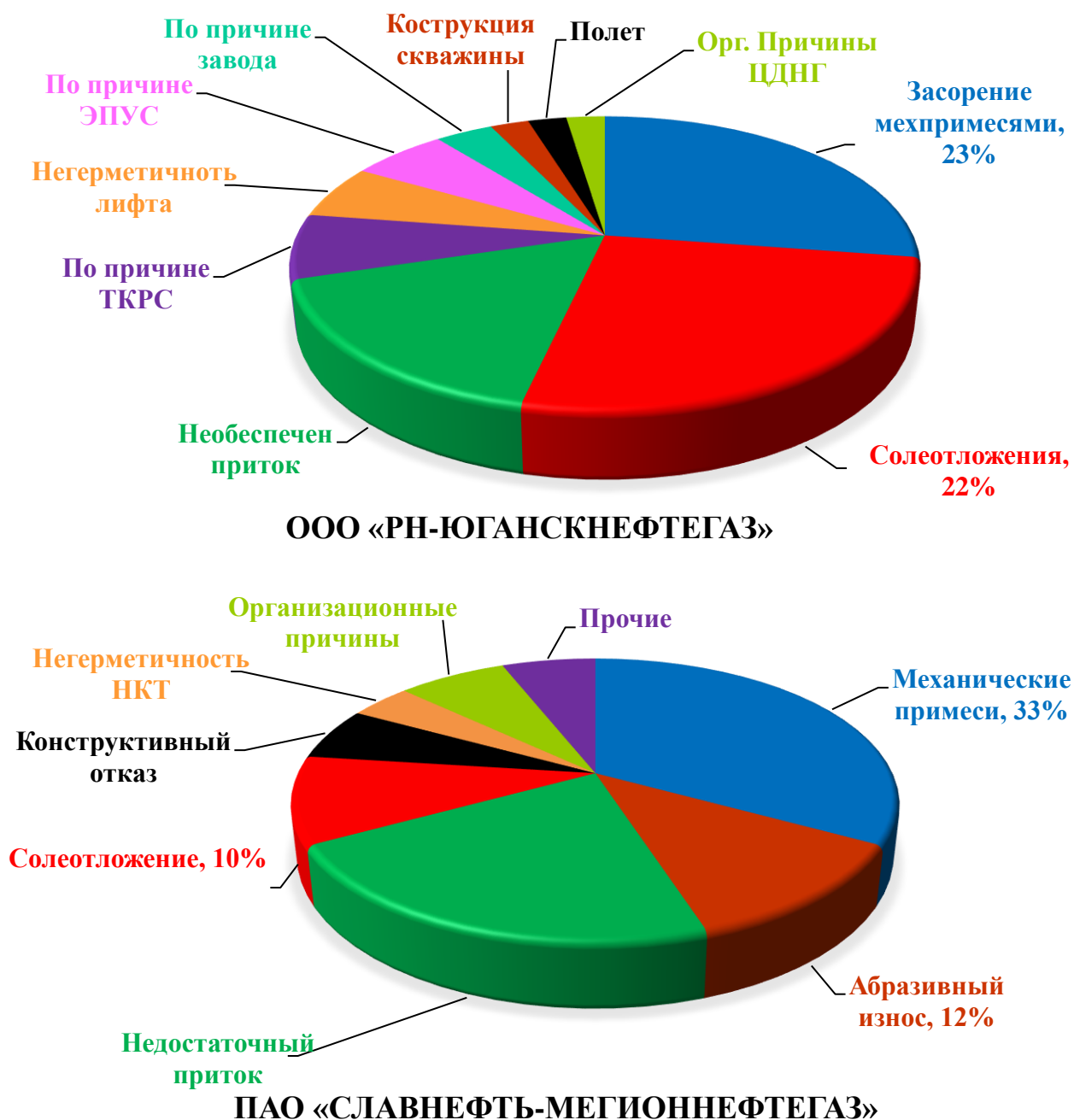


Рисунок 10 – Структура причин преждевременных отказов установок электроцентробежных насосов

Механические примеси оказывают существенное влияние на показатели наработки УЭЦН. Крупные частицы, скапливаясь внутри насоса (рисунок 11),

вызывают его заклинивание, а мелкие создают вибрацию и приводят к повышенному абразивному износу насосного оборудования, так как песок является высокоабразивным агентом. Помимо этого, при негерметичности резьбовых соединений, особенно в обводненных скважинах, происходит «разъедание» резьбы механическими примесями, что приводит к образованию канала, через который будут протекать жидкость, что приводит к снижению подачи.



Рисунок 11 – Механические примеси на органах электроцентробежного насоса

Механические примеси также могут снижать гидродинамические характеристики скважины за счет колюматации призабойной зоны пласта и засорения забоя скважины. В таких условиях резко сокращается МРП эксплуатации насосного оборудования, что приводит к простоям скважин и значительным финансовым потерям.

### **1.3.2. Влияние солеотложений**

Для механизированной добычи посредством УЭЦН одним из наиболее распространенных осложняющих факторов является отложение солей на рабочих органах насоса. Кристаллы солей откладываются преимущественно на рабочих колесах насоса и наружной поверхности, что приводит к различным осложнениям. Среди основных осложнений, которые вызваны отложением солей, можно выделить уменьшение свободного пространства между насосом и



эксплуатационной колонной и ухудшение теплообмена, помимо этого солеотложение может привести к заклиниванию УЭЦН в скважине.

Отложение солей на рабочих органах насоса характеризуется значительным увеличением износа оборудования, также зачастую солеотложение приводит к усилению вибрации, которая может привести к попаданию пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя (ПЭД) и последующему замыканию обмотки. Короткое замыкание обмотки двигателя характеризуется резким повышением давления во внутренней полости ПЭД и гидрозащиты, что может повлечь за собой разрыв диафрагмы гидрозащиты или ослабление бандажей.

Как упоминалось ранее, одной из основных причин интенсивного отложения на рабочих колесах насоса карбоната кальция является изменение термобарических условий. При повышении температуры потока добываемой продукции, которое происходит из-за теплоотдачи работающего двигателя, наблюдается снижение растворимости карбоната кальция, что в свою очередь способствует отложению карбонатных осадков на рабочих органах насоса.



Рисунок 12 – Солеотложения на рабочем колесе электроцентробежного насоса

Солеотложения на рабочих органах насоса в совокупности с пагубным воздействием механических примесей оказывают значительное влияние на износ

ГНО, что приводит к преждевременным отказам оборудования. Солеотложения на погружном электродвигателе и рабочих колесах насоса усиливают локальную коррозию металла, а также приводят к снижению наработки на отказ. Помимо этого, выпадение солей в призабойной зоне пласта снижает продуктивность и дебит скважины.

### **1.3.3. Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений**

В процессе добычи нефти немаловажным осложняющим фактором является образование АСПО на скважинном оборудовании. Как показывает практика, основными объектами на которых происходит образование отложений парафина являются насосно-компрессорные трубы, рабочие органы насосов, резервуары промысловых сборных пунктов и выкидные линии от скважин. Среди перечисленных объектов наиболее подвержена отложению асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти внутренняя поверхность НКТ. Отсутствие предупреждения образования АСПО приводит к значительному сокращению межремонтного периода эксплуатации оборудования и как следствие к значительным финансовым потерям.



Рисунок 13 – Асфальтосмолопарафиновые отложения на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы

Отложение АСПО на рабочих органах УЭЦН напрямую влияет на работу электропогружного оборудования. Постепенное отложение АСПО на стенках насосно–компрессорных труб уменьшает диаметр проходного отверстия в них (рисунок 13), тем самым затрудняет проход нефтегазожидкостной эмульсии по стволу НКТ на поверхность и может привести к полному закупориванию проходного канала. Непроходимость НКТ приводит к перегреву электроцентробежного насоса за счет того, что не обеспечивается отток нефтегазожидкостной смеси с забоя скважины. В зависимости от фракционного состава АСПО может наблюдаться подклинивание как отдельных секций компоновки установки электроцентробежного насоса в целом. Следствием этого являются простои скважин, потеря добычи нефти, дополнительные финансовые затраты на проведение подземного ремонта и ряд других проблем.

## **2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

### **2.1. Анализ критериев применения кратковременной эксплуатации скважин**

Основными критериями для перевода скважин с режима непрерывной эксплуатации в режим кратковременной эксплуатации, как упоминалось ранее, являются:

- Низкий коэффициент полезного действия установок;
- Низкая рентабельность добычи непрерывным способом эксплуатации;
- Частые ремонты при непрерывной эксплуатации (низкий МРП);
- Осложненные условия эксплуатации.

Кратковременная эксплуатация скважин оказывает положительный эффект на каждый из этих критериев. Далее представлен анализ эффекта, который оказывает применение КЭС на каждый из этих аспектов.

#### **2.1.1. Коэффициент полезного действия установок**

Одной из причин внедрения кратковременной эксплуатации скважин, как упомянуто выше, является низкий КПД установок. Коэффициент полезного действия установки электроцентробежного насоса определяется как отношение энергии, которая необходима для подъема жидкости, к затраченной энергии. Наибольшая часть энергии расходуется на работу насоса и двигателя, при этом часть энергии теряется в кабеле, трансформаторе и других устройствах. Установка электроцентробежного насоса представляет собой линейную цепь, состоящую из последовательно соединенных элементов: станции управления, трансформатора, кабельной линии, ПЭД, предвключенных устройств (газосепаратора, диспергатора, сепаратора механических примесей и др.) и ЭЦН.

Для составления выражения, которое позволяет определить коэффициент полезного действия установки, обозначим мощность, которая подается на вход первого элемента УЭЦН как  $N_0$ , мощность, которая передается от первого элемента второму –  $N_1$ , а мощность, на выходе с последнего элемента УЭЦН –  $N_n$ :

$$\eta = \frac{N_n}{N_0} = \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{N_2}{N_3} \dots \frac{N_{n-1}}{N_n} \cdot \frac{N_n}{N_0} = \eta_1 \cdot \eta_2 \dots \eta_{n-1} \cdot \eta_n, \quad (3)$$

где  $\eta_i$  — КПД  $i$ -ого элемента УЭЦН.

Для расчета КПД насоса необходимо определить мощность, которая передается от насоса к жидкости:

$$N_{н/ж} = \rho g H Q + \Delta P Q + \Delta N_{тр}, \quad (4)$$

где  $\Delta P$  — заданное избыточное давление, которое создается на устье скважины;

$\Delta N_{тр}$  — мощность, которая теряется на трение в НКТ.

Учитывая, что обычно  $\rho g H Q \gg \Delta N_{тр}$ , коэффициент полезного действия насоса вычисляется следующим образом:

$$\eta_{ЭЦН} = \frac{\rho g H(Q) \cdot Q + \Delta P \cdot Q}{N_{н}(Q)}, \quad (5)$$

Энергоэффективность УЭЦН зависит от многих параметров: глубины подвески насоса, газового фактора, наличия механических примесей, температуры добываемой продукции и ряда других факторов. Например, при заглублении динамического уровня снижается энергоэффективность насоса — при уменьшении забойного давления, в том числе, на скважинах со сложным профилем и в скважинах с большим отходом по вертикали. В этом случае увеличивается длина подвески (увеличиваются потери в кабельной линии и потери в НКТ), а также усилие, возникающее в рабочих колесах, приводит к увеличению силы трения в опорах, и установка потребляет больше мощности.

При эксплуатации скважин в кратковременном режиме используются УЭЦН больших типоразмеров, которые отличаются высоким значением коэффициента полезного действия, по сравнению с установками низкой и средней производительности. Например, максимальный КПД ЭЦНД5-25 составляет порядка 30 %, в то время как у ЭЦНД5-60 этот показатель достигает

намного большего значения, а именно 50%, что представлено на гистограмме (рисунок 14).

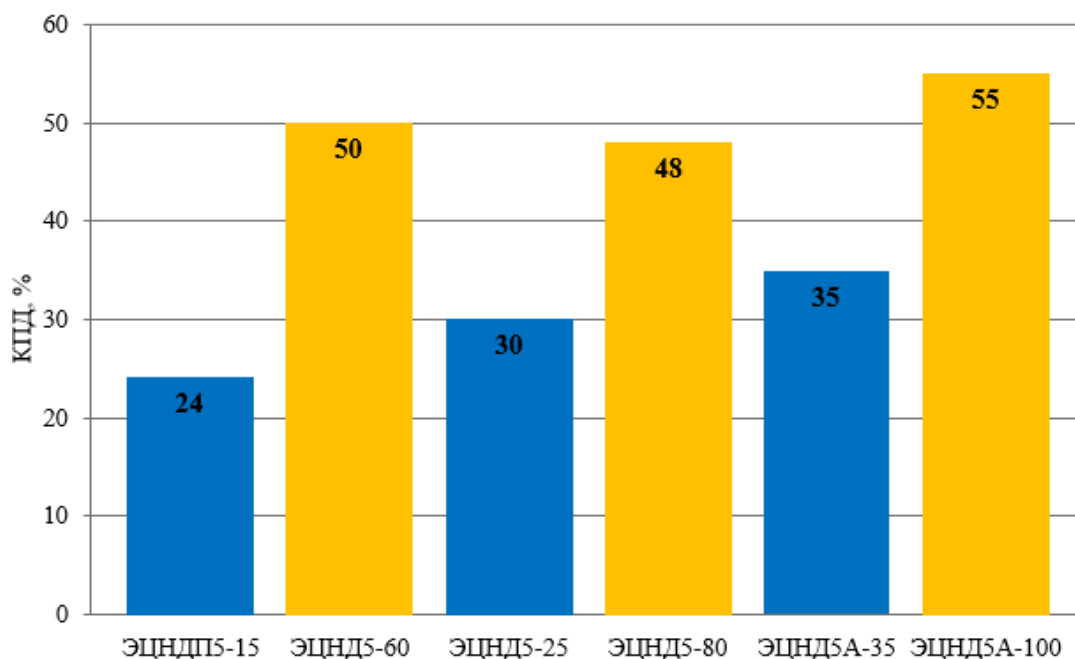


Рисунок 14 – Коэффициент полезного действия установок электроцентробежного насоса разной производительности

В целом можно проследить следующую закономерность: при увеличении значения производительности рабочего колеса и его диаметра, возрастают энергетические показатели ступени насоса. Насосы малой производительности обладают гораздо меньшей площадью проточных каналов, по сравнению с насосами большой производительности, поэтому наблюдается снижение коэффициента полезного действия в процессе добычи нефти для малodeбитных УЭЦН, которые работают в постоянном режиме, из-за засорения проточных каналов механическими примесями и отложения солей на рабочих органах насоса. УЭЦН увеличенного типоразмера, которые используются при работе оборудования в кратковременном режиме, менее подвержены засорению и солеотложению за счет более высокого значения скорости движения пластовой жидкости в насосе, а также за счет более широких проточных каналов.

### 2.1.2. Рентабельность добычи

При кратковременной эксплуатации совокупность технических решений оказывает положительный эффект на отдельные составляющие рентабельности

добычи нефти. Одним из таких решений является разделение способов регулирования производительности насосной установки и развиваемого ею давления.

Параметры центробежного насоса при изменении скорости вращения изменяются согласно следующим зависимостям:

$$\frac{Q_1}{Q_H} = \frac{n_1}{n_H} ; \frac{H_1}{H_H} = \left( \frac{n_1}{n_H} \right)^2 ; \frac{N_1}{N_H} = \left( \frac{n_1}{n_H} \right)^3 , \quad (6)$$

где  $Q_1/Q_H$  - отношение реальной подачи насоса к номинальной (относительная подача насоса);

$n_1/n_H$  - отношение реальной скорости вращения насоса к номинальной (относительная скорость вращения насоса);

$H_1/H_H$  - отношение реального напора насоса к номинальному (относительный напор насоса);

$N_1/N_H$  - отношение реальной мощности насоса к номинальной (относительная мощность насоса).

При кратковременной эксплуатации скважин скорость вращения ЭЦН определяется только исходя из необходимости обеспечения требуемого напора ЭЦН, так одновременное изменение производительности УЭЦН не оказывает отрицательного воздействия на процесс регулирования. В этом заключается принципиально отличие способа регулирования при кратковременной эксплуатации скважин.

Исходя из выражений 6 можно записать следующие зависимости относительной скорости вращения насоса и относительной подачи от относительного напора:

$$\frac{n_1}{n_H} = \frac{Q_1}{Q_H} = \sqrt{\frac{H_1}{H_H}} = \left( \frac{H_1}{H_H} \right)^{0,5} \quad (7)$$

Из выражения 4 видно, что скорость вращения зависит от квадратного корня из напора, благодаря этому при КЭС можно эффективно осуществлять регулирование давления, развиваемого установкой, то есть незначительно изменяя скорость вращения насоса, можно влиять на его напор в широком диапазоне.

При кратковременной эксплуатации скважин среднеинтегральную производительность УЭЦН регулируют путем изменения времени откачки жидкости и продолжительности накопления жидкости в скважине согласно выражению 5:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{от}}}{t_{\text{от}} + t_{\text{н}}} \cdot \int_0^{t_{\text{от}}} Q(t) dt \quad (8)$$

где  $Q_{\text{ср}}$  – среднеинтегральная производительность установки;

$Q(t)$  – мгновенная производительность установки;

$t_{\text{от}}$  – время откачки жидкости из скважины;

$t_{\text{н}}$  – время накопления жидкости в скважине.

Продолжительность откачки и время накопления жидкости может варьироваться в широких пределах, что обеспечивает глубокое регулирование среднеинтегральной производительности УЭЦН. Это в свою очередь дает возможность согласования параметров системы «пласт – добывающая скважина – насосная установка» при изменении условий эксплуатации в широких пределах и позволяет увеличить объемы добываемой продукции на 10-15 %. Увеличение объемов добываемой нефти является одним из основных факторов повышения рентабельности ее добычи.

При кратковременной эксплуатации скважин увеличение рентабельности добычи нефти достигается и за счет экономии электроэнергии не только способами, характерными для других способов эксплуатации, но и за счет работы всех энергопотребляющих элементов установки в режимах, близких к оптимальным. Такой режим работы характеризуется максимальным КПД во всем диапазоне регулирования, что обеспечивает минимальный расход электроэнергии по сравнению с другими механизированными способами эксплуатации скважин вне зависимости от условий эксплуатации и от продолжительности работы [7].

При кратковременной эксплуатации скважин можно обеспечить изменение давления таким образом, чтобы насос работал с максимальным КПД во всем диапазоне регулирования. Это возможно потому, что положение рабочей



точки на напорной характеристике ЭЦН можно выбирать только исходя из необходимости обеспечения требуемого напора.

Рабочая точка при кратковременной эксплуатации скважин находится на параболе оптимальных режимов  $\eta_{\max}$  универсальной характеристики ЭЦН (рисунок 15). Отклонение рабочего режима от оптимального может быть вызвано погрешностью измерения режимов эксплуатации скважин и режимов работы оборудования. КПД рабочего режима, в любом случае, будет составлять не менее 0,9 максимального значения КПД для данной скорости вращения. При других способах эксплуатации скважин данное требование невыполнимо, т.к. оно приводит к сужению диапазона регулирования подачи ЭЦН до величины, неприемлемой для реальных условий эксплуатации скважин.

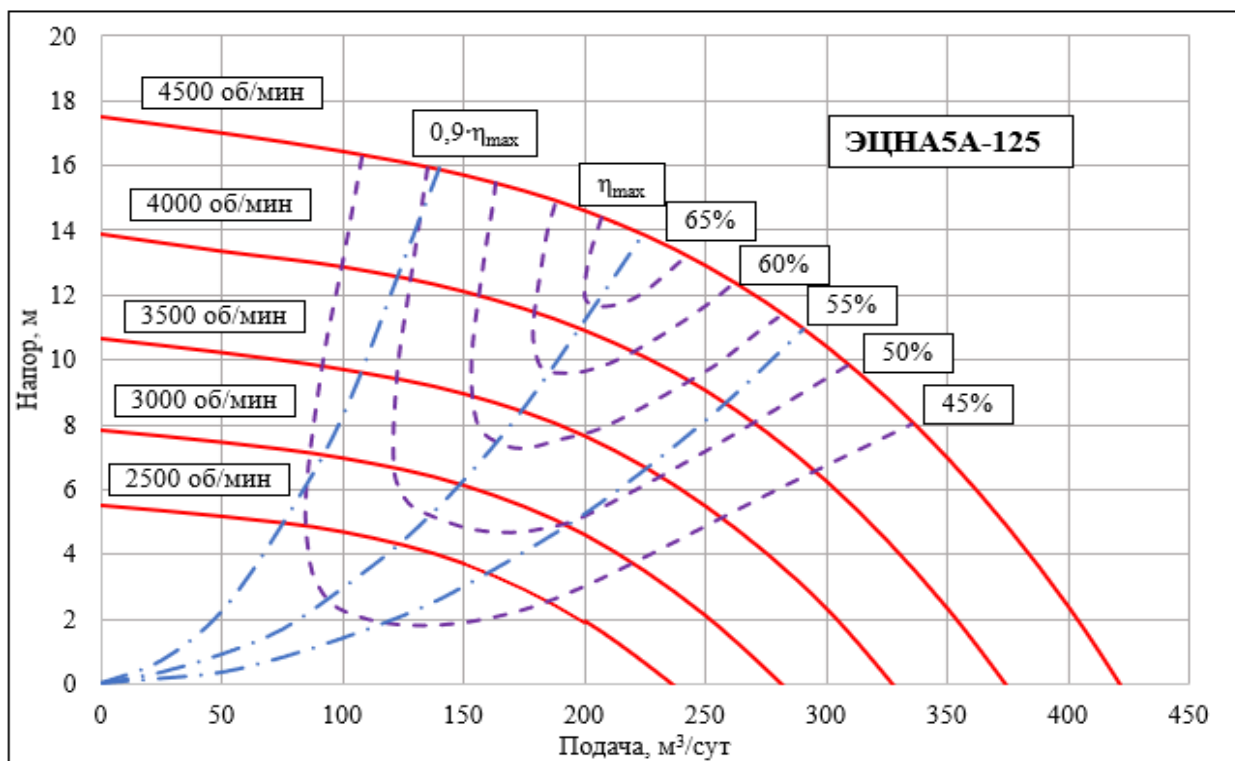


Рисунок 15 – Универсальная характеристика электроцентробежного насоса

Кратковременная эксплуатация скважин дает возможность оптимизировать режим работы ПЭД, так как при КЭС отсутствует ограничение на расширение диапазона перестройки скорости вращения, это обусловлено тем, что с увеличением частоты переменного тока мощность и скорость вращения ПЭД растут прямо пропорционально, а мощность, потребляемая ЭЦН, имеет кубическую зависимость от скорости вращения. С увеличением скорости

вращения мощность, потребляемая ЭЦН, растет быстрее мощности, отдаваемой ПЭД. При значительном изменении скорости вращения ПЭД должен быть недогружен во всем диапазоне регулирования, кроме точки, где скорость вращения достигает максимального значения, это позволяет исключить возможность перегрузки электродвигателя. При недогрузке асинхронного электродвигателя снижаются его КПД и коэффициент мощности ( $\cos\phi$ ), их произведение характеризует эффективность режима эксплуатации ПЭД. Чем меньше произведение КПД на  $\cos\phi$ , тем менее эффективно используется электродвигатель.

Зависимость мощности, потребляемой ЭЦН, от напора при кратковременной эксплуатации выражается кубом корня квадратного из напора и записывается в следующем виде:

$$\frac{N_1}{N_H} = \left( \sqrt{\frac{H_1}{H_H}} \right)^3 = \left( \frac{H_1}{H_H} \right)^{1,5} \quad (9)$$

Изменение напора ЭЦН даже в случае его регулирования в значительном диапазоне при кратковременной эксплуатации скважин вызывает незначительное изменение потребляемой мощности (рисунок 16).

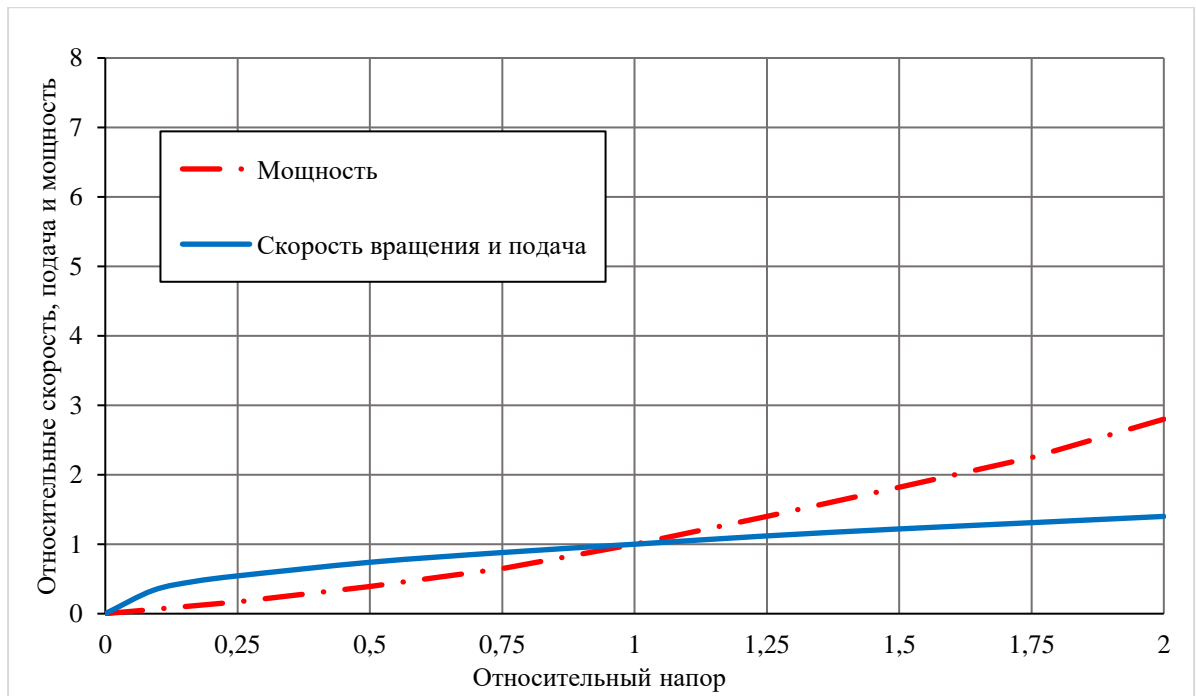


Рисунок 16 – Характеристика регулирования электроцентробежного насоса при кратковременной эксплуатации

При кратковременной эксплуатации ПЭД, как правило, работает в кратковременном режиме (типовой режим S2 по ГОСТ 28173-89 Э и МЭК 34-1-83) или периодическом кратковременном режиме (типовой режим S3 по ГОСТ 28173-89 Э и МЭК 34-1-83). Для них характерно то, что за время работы ПЭД в данных условиях охлаждения не успевает достигнуть состояния теплового равновесия с окружающей средой, т.е. нагреться до максимальной при данной нагрузке температуры, поэтому его можно перегружать. КПД и коэффициент мощности асинхронного электродвигателя при нагрузках больше номинальной изменяются незначительно, то есть при перегрузке ПЭД работает практически так же эффективно, как и в номинальном режиме [8].

При кратковременной эксплуатации скважин обеспечивается более высокая вероятность совпадения расчетного давления УЭЦН и реального значения давления, которое развивается установкой во время работы в конкретной скважине, это является одним из факторов, позволяющих ПЭД работать в режиме, близком к оптимальному.

Напор ЭЦН при подборе оборудования перед спуском в скважину рассчитывается с учетом следующих параметров:

- Глубина подвески установки;
- Динамический уровень пластовой жидкости;
- Давление газа в межтрубном пространстве;
- Давление в выкидной линии устья скважины;
- Параметры эксплуатируемой скважины (пластовое давление, забойное давление, газовый фактор, давление насыщения растворенного газа, обводненность продукции скважин, плотность нефти и пластовой воды и др.).

Определяющим параметром для подбора оборудования и режимов его работы является дебит скважины, расчет которого довольно сложен при других способах эксплуатации, в частности большие отклонения реального дебита от расчетного могут возникать при вводе в эксплуатацию новых скважин, на скважинах после проведения ремонта с глушением, после проведения операций по увеличению притока жидкости в скважину и т.п. В связи с этим при

кратковременной эксплуатации скважин проще обеспечить работу ПЭД в режимах, приближенных к оптимальным, которые характеризуются максимальными значениями КПД и минимизируют расход электроэнергии во всем диапазоне регулирования.

При КЭС в аналогичных режимах работают трансформатор маслonaкопленный повышающий напряжение (ТМПН) и преобразователь частоты (ПЧ), что дает возможность сократить их габариты, а следовательно, и затраты на их покупку. Дополнительная экономия электроэнергии при кратковременной эксплуатации скважин достигается ввиду наличия звена постоянного тока в ПЧ, что способствует снижению потерь в линиях электропередач за счет увеличения коэффициента мощности и как следствие уменьшения реактивных токов в них.

Эффективность применения КЭС с точки зрения расхода электроэнергии можно проследить на основе данных, представленных в таблице 4. Эти данные получены в результате внедрения кратковременной эксплуатации на Рогожниковском месторождении.

Таблица 4 – Энергопотребление при разных режимах работы скважин [9]

<b>ЭЦН</b>	<b>15</b>	<b>125</b>	<b>«+/-» потребление</b>
режим	постоянный	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	502,5	200,82	-301,68
средний удельный расход, кВт/т	45,8	22,4	-23,4
<b>ЭЦН</b>	<b>30/35</b>	<b>30(35)</b>	<b>«+/-» потребление</b>
режим	постоянный	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	600,4	324,35	-276,05
средний удельный расход, кВт/т	28,37	28,15	-0,22
режим	периодический	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	356	274,79	-81,21
средний удельный расход, кВт/т	33,55	26,94	-6,61
<b>ЭЦН</b>	<b>30(35)</b>	<b>125</b>	<b>«+/-» потребление</b>
режим	постоянный	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	600,4	147,84	-152,56
средний удельный расход, кВт/т	28,37	27,23	-1,14
режим	периодический	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	356	337,43	-18,57
средний удельный расход, кВт/т	33,55	39,51	5,96

Продолжение таблицы 4

ЭЦН	50	50	«+/-» потребление
режим	постоянный	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	414	257,4	-156,6
средний удельный расход, кВт/т	22,1	13,3	8,8
режим	периодический	КЭС	
средний расход электроэнергии, кВт/сут	316,92	248,91	-68,01
средний удельный расход, кВт/т	30,12	29,34	-0,78

На Новомостовском месторождении производилось внедрение кратковременной эксплуатации скважин на 7 скважинах, гидродинамические характеристики которых приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Гидродинамические характеристики скважин

Номер скв.	Фактический режим до внедрения метода КЭС				Текущий режим после внедрения метода КЭС			
	ГНО	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	% воды	ГНО	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	% воды
9825	Э-35/1700	15	11,2	11	Э-60/2100	15	11,2	11
9875	Э-30/1700	16	12,2	9	Э-59/2000	16	12,1	10
9824	Э-30/1700	4	3,2	5	Э-59/1900	11	8,8	5
9822	Э-25/1900	8	4,5	33	Э-59/1900	10	5,6	33
9821	Э-25/1900	10	2,9	65	Э-59/1980	18	5,3	65
9833	Э-25/1700	11	1,2	87	Э-59/2100	15	1,6	87
9808	Э-25/1755	15	9,8	22	Э-80/1700	15	9,8	22

Средний дебит по данным скважинам составлял 11,2 м<sup>3</sup>/сут. Данные скважины выбраны из-за невозможности перевода их на эксплуатацию штанговым глубинным насосом (ШГН) по причине динамических уровней и ограничений по глубине спуска, а имеющиеся в наличии установки УЭЦН работали бы малоэффективно ввиду того, что дебиты скважин не позволяют им работать в постоянном режиме [10].

Производился расчет возможных потерь подбором с применение программы «ПТК-Насос». Рассмотрим подбор на примере скважины 9808 Новомостовского месторождения (рисунок 17), где наблюдается изменение планируемого динамического уровня при спуске менее производительного насоса, соответственно уменьшение депрессии на пласт и расчетный дебит скважины. Режимный дебит скважины составлял при  $H_d$  1601/38 15 м<sup>3</sup>/сут.

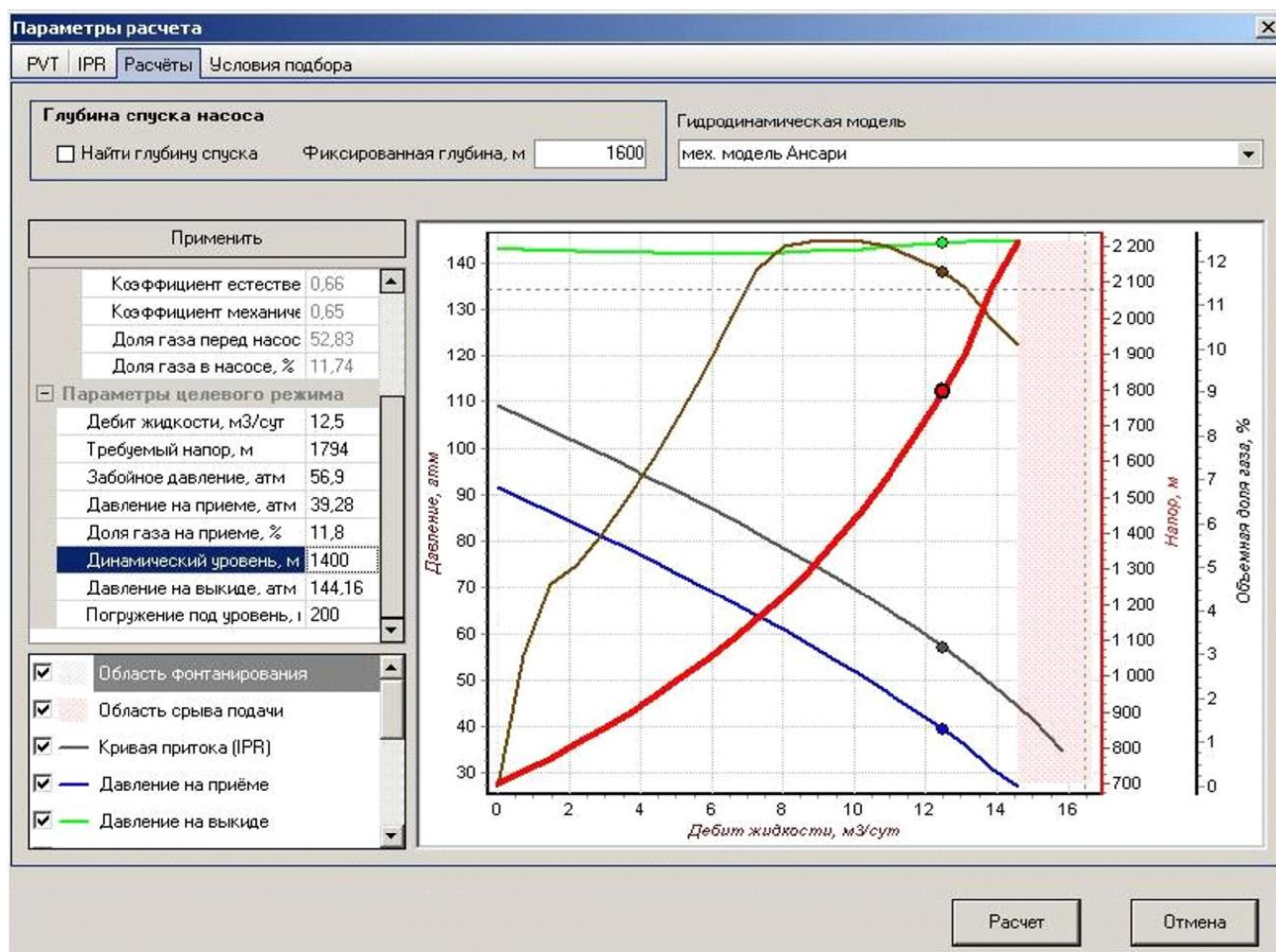


Рисунок 17 – Подбор программой «ПТК-Насос» по скважине 9808 [10]

В представленном подборе можно наблюдать, что при уменьшении типоразмера ГНО дебит составлял бы 12,5 м<sup>3</sup>/сут., что при учете обводненности скважины (22 %) привело бы к потерям добываемой продукции в размере 1,64 т/сут.

На рисунке 18 приведен график регистратора со скважины 9821 Новомостовского месторождения, на котором показано как работает скважина в кратковременном режиме.



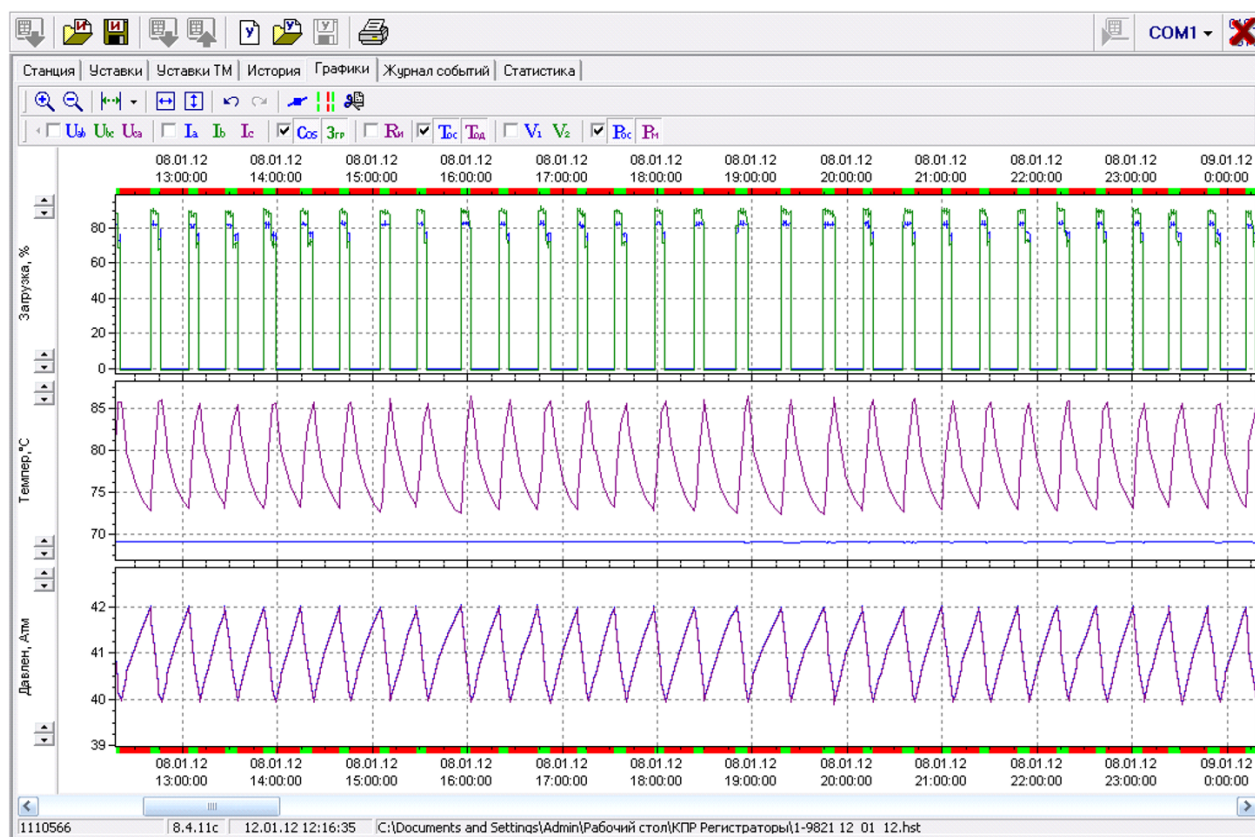


Рисунок 18 – Показания регистратора со скважины 9821 [10]

Из графика видно, что наиболее эффективный режим устанавливается на основании телеметрии. Данный режим исключает откачку жидкости до приема насоса и позволяет минимизировать забойное давление. Установка работает равными циклами, при этом загрузка двигателя составляет 80 %, а его нагрев не превышает  $86^{\circ}\text{C}$ , эти показатели являются оптимальными для работы установки и позволяют добиться повышения наработки на отказ. Также в процессе опытных работ было выявлено существенное снижение потребления электроэнергии на скважинах, работающих в режиме КЭС (таблица 6).

Таблица 6 – Расчет энергоэффективности скважины 9808

Наименование	До внедрения	После внедрения	Отклонение
Мощность ПЭД, кВт	22	40	18
Активная мощность, кВт/ч	19	37,8	18,8
Время работы	24	5,4	-18,6
Суточное энергопотребление	456	209	-247
Годовое энергопотребление, кВт/с	166 440	76 285	-90 155
Стоимость электроэнергии, руб.	2,03	2,03	0
Годовая стоимость электроэнергии, руб.	337 873,2	154 858,55	-183 014,65
Экономия, %	55		

ОПР показали, что в зимний период времени не происходит замерзания коллекторов и штуцерных колодок, так как из-за короткого времени простоя арматура и коллектор не успевают замерзнуть, а поток жидкости высокой скорости во время работы УЭЦН размывает образования льда, появившиеся в арматуре во время простоя, если таковой все-таки успел образоваться. В результате анализа данных по скважинам были внесены предложения по организации работы в режиме КЭС, в том числе и осложненного фонда, даны рекомендации по комплектации УЭЦН и разработана методика по работе в режиме КЭС. В результате опытно-промышленных работ технология подтвердила свою высокую эффективность. Данная технология эксплуатации УЭЦН позволила увеличить уровень добычи, увеличить МРП, а также сократить потребление электроэнергии более чем в 2 раза, что привело к существенному уменьшению эксплуатационных затрат [10].

При внедрении кратковременной эксплуатации скважин на Южно-приобском месторождении скважины переводились из режима АПВ, при этом удалось добиться прироста дебита жидкости. До внедрения режима КЭС суммарный суточный дебит скважины 19468 составлял 1,8 м<sup>3</sup>/сут, а после внедрения дебит составил порядка 8 м<sup>3</sup>/сут. При этом удельное потребление электроэнергии сократилось в 2 раза – с 43 до 21 кВт·ч/м<sup>3</sup>. Результаты внедрения кратковременной эксплуатации приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат внедрения кратковременной эксплуатации скважин

N скв.	Работа в режиме АПВ				Работа в режиме КЭС			
	Неэффект. время работы, ч	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /су т	Потребл. . э/э, кВ·ч	Удельно е потребл. э/э, кВ·ч/м <sup>3</sup>	Эффект . время работы, ч	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /су т	Потребл. . э/э, кВ·ч	Удельно е потребл. э/э, кВ·ч/м <sup>3</sup>
19468	3,16	1,8	78	43	6,66	8	173	21
19469	0,2	0,2	4,2	21	8,16	11	180	16
15755	1,92	3	48	16	3,33	8,8	123	14
20720	0,41	0,3	8	26,7	0,41	0,4	8,9	22,2
19529	1	0,8	24,8	31	3,5	5,5	88,2	16
Среднее по скважинам	1,338	6,1	163	26,72	4,412	33,7	573,1	17,01



В среднем удельное энергопотребление по пяти скважинам снизилось на 57 % – с 26,7 до 17 кВт·ч/м<sup>3</sup>, дебит возрос с 6,1 до 33,7 м<sup>3</sup>/сут, прирост составил 27,6 м<sup>3</sup>/сут.

При кратковременной эксплуатации скважин значительный запас производительности и мощности установок позволяет значительно ускорить и повысить качество освоения скважин после проведения ремонтов с глушением или при введении в эксплуатацию новых скважин. Сокращение сроков приводит к увеличению коэффициента эксплуатации скважин, а повышение качества освоения скважин позволяет увеличить их дебит. В результате этого увеличиваются объемы и рентабельность добычи нефти [8]. Так в компании ООО «Газпромнефть-Хантос» переводение 47 скважин в режим КЭС позволило получить средний прирост нефти 2,7 т на скважину, а экономия электроэнергии составила порядка 58 %, помимо этого существенно вырос коэффициент эксплуатации скважин.

### **2.1.3. Межремонтный период**

Межремонтный период работы оборудования является неотъемлемой частью рентабельности добычи нефти.

Увеличению МРП способствует ряд особенностей кратковременной эксплуатации скважин. При непрерывной эксплуатации скважин увеличение скорости вращения насоса приводит к увеличению скорости его износа, которая является степенной функцией от скорости вращения ротора насоса. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет нивелировать данный эффект и увеличить МРП за счет того, что ЭЦН работает только часть календарного времени эксплуатации, следовательно уменьшается износ рабочих органов насоса. Кратность увеличения МРП по износу насоса при кратковременной эксплуатации скважин, по сравнению с непрерывной эксплуатацией, равна отношению периода эксплуатации, включающего время работы УЭЦН и время нахождения УЭЦН в состоянии покоя ко времени работы УЭЦН.

При кратковременной эксплуатации производительность УЭЦН значительно превышает дебит скважины, эта особенность позволяет в еще

большей степени компенсировать ускорение износа ЭЦН. Это обуславливается тем, что краткость увеличения МРП по износу насоса зависит от коэффициента загрузки оборудования, который равен отношению дебита скважины к производительности УЭЦН. Помимо этого, работа ЭЦН в режимах, близких к оптимальным, позволяет увеличить надежность работы насоса, за счет уменьшения значения осевых сил и минимизации уровня вибраций.

При кратковременной эксплуатации скважин с уменьшением периода эксплуатации частота воздействия электрических, механических, гидравлических ударных пусковых перегрузок увеличивается, что существенно сокращает МРП [8]. КЭС позволяет нивелировать этот недостаток наличием преобразователя частоты в составе станции управления, который позволяет осуществлять «мягкий» безударный пуск. Помимо этого, наличие ПЧ в составе СУ дает возможность уменьшить габариты ПЭД, ЭЦН и ТМПН, за счет увеличения частоты переменного тока и скорости вращения, сохранив мощность неизменной. Возможность уменьшения габаритов ГНО позволяет сократить затраты на покупку оборудования за счет снижения его материалоемкости.

#### **2.1.4. Осложненный фонд скважин**

##### **2.1.4.1 КЭС как инструмент борьбы с осложняющими факторами**

В осложненных условиях рентабельная эксплуатация добывающих нефтяных скважин практически невозможна без реализации методов, позволяющих максимально снизить влияние наиболее негативных осложняющих факторов. Кратковременная эксплуатация позволяет значительно ослабить отрицательное проявления большинства основных осложняющих факторов. При эксплуатации скважин, осложнённых повышенным выносом механических примесей переход на кратковременную эксплуатацию позволяет увеличивать МРП вплоть до 2 раз. Подобный результат может быть достигнут не только применяя износостойкое оборудование, но и при использовании относительно недорогого оборудования неизносостойкого исполнения.

В наибольшей степени засорению механическими примесями подвержены насосы малой и средней производительности ( $Q \leq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) из-за сравнительно небольшой высоты проточных каналов (2,5-4 мм). При кратковременной эксплуатации скважин применяются высокопроизводительные насосы ( $Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с большей высотой каналов проточной части рабочих органов (5-8 мм) (рисунки 19 и 20), в связи с этим при КЭС значительно реже происходят отказы по причине засорения рабочих органов механическими примесями, проппантом и солеотложениями.

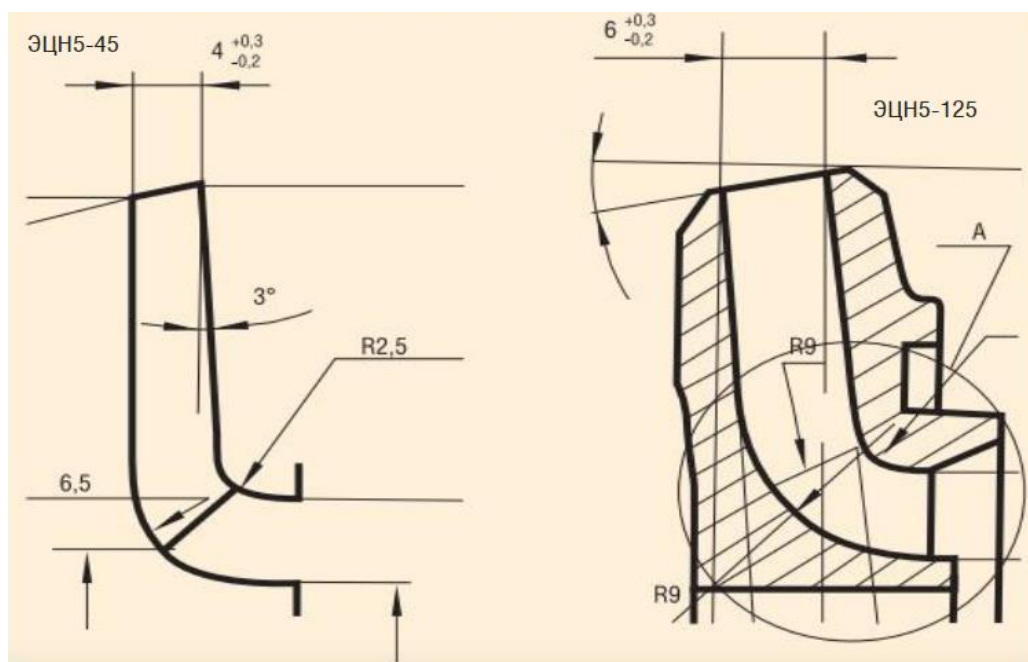


Рисунок 19 – Проточные части электроцентробежных насосов различной производительности

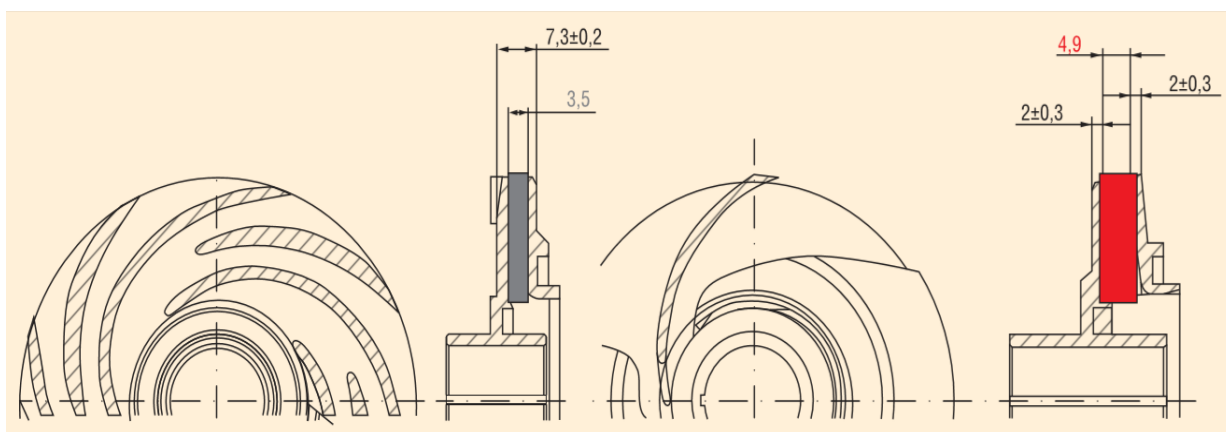


Рисунок 20 – Конструктивные различия рабочих колес насосов ЭЦНД5-15 и ЭЦНД5-80 производства компании ООО ПК «Борец»

Заклинивание рабочих органов насоса в большинстве случаев вызвано повышенным содержанием механических примесей в добываемой продукции и интенсивным солеотложением. При кратковременной эксплуатации скважин наличие преобразователя частоты в составе станции управления, а также программируемого контроллера позволяет производить расклинивание ЭЦН, используя несколько различных режимов и после этого продолжать эксплуатацию скважин без простоев и подъема добывающего оборудования [11].

При кратковременной эксплуатации скважин в связи с сравнительно небольшим временем откачки жидкости ЭЦН работает в кратковременном режиме, следовательно, меньше нагревается, в сравнении с непрерывной эксплуатацией. Это способствует уменьшению коррозии элементов насоса, снижению интенсивности солеотложений и как следствие увеличению МРП.

При кратковременной эксплуатации скважин используется УЭЦН повышенной производительности, что позволяет увеличить скорость вращения насоса и скорость потока жидкости внутри ЭЦН и насосно-компрессорных труб. При увеличении скорости потока наблюдается усиление срыва различных отложений с внутренних поверхностей труб и насоса, помимо этого уменьшается интенсивность солеотложения и отложения асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти. Помимо этого, при кратковременной эксплуатации скважин за счет высокой скорости потока жидкости осуществляется «полировка» внутренних поверхностей НКТ и насоса за счет содержания в добываемой продукции механических примесей, что препятствует отложению АСПО и солей.

Уменьшение межремонтного периода работы скважин также может происходить за счет образования вязких и стойких водонефтяных эмульсий, которое помимо снижения МРП приводит к увеличению расхода электроэнергии и увеличению стоимости переработки нефти, так как возникает необходимость разделения эмульсии при получении товарной нефти. При эксплуатации скважин насосами большей производительности увеличивается скорость потока жидкости в ЭЦН, что приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий

повышенной вязкости, при этом наиболее вязкие эмульсии образуются при значении обводненности добываемой продукции в районе 40-80%. При кратковременной эксплуатации происходит гравитационная сегрегация пластовой жидкости в затрубном пространстве скважины, благодаря чему сначала добываемая жидкость содержит около 80% воды, а в конце – менее 40 %. Данная особенность способствует тому, что образующиеся водонефтяные эмульсии менее вязкие и не обладают высокой стойкостью. Таким образом, применение кратковременной эксплуатации скважин приводит к снижению расходов на электроэнергию, которая затрачивается на подъем жидкости из скважины, кроме того, уменьшаются затраты, вызванные негативным проявлением повышенной стойкости эмульсий, при транспортировке сырой нефти и получении товарной.

#### **2.1.4.2. Анализ осложняющих факторов при эксплуатации скважин**

Эксплуатация скважин в кратковременном режиме не исключает применение более классических методов борьбы с осложняющими факторами, например, установка различных фильтров для борьбы с выносом механических примесей, закачка ингибиторов солеотложений и ингибиторов АСПО, применение тепловых обработок скважин и других. В некоторых случаях применение КЭС усиливает эффект, который достигается применением стандартных методов борьбы с осложняющими факторами. Далее приведен обзор основных классических методов борьбы с механическими примесями, солеотложениями и АСПО в целом и на месторождениях Западной Сибири.

В настоящее время существует множество различных технологий по предотвращению влияния механических примесей на оборудование, а также различных типов и конструкций фильтров. Классификация различных методов защиты глубинного насосного оборудования от негативного влияния механических примесей представлена на рисунке 21. Их можно подразделить на несколько основных групп: химические, технические, технологические и профилактические.



Рисунок 21 – Методы борьбы с механическими примесями

Химические методы борьбы с механическими примесями в большинстве случаев подразумевают закачку в пласт скрепляющих растворов, смол и композиций на их составе. Одним из примеров может служить закачка смолы Линк, применение которой характеризуется тем, что создается хорошо проникаемая структура благодаря частичному заполнению порового пространства отверждающей смолой, в то время как при использовании большинства других смол создается монолитный экран. Коксование также является химическим методом, который заключается в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счет продолжительного окисления нефти в призабойной зоне горячим воздухом.

Технологические методы в большинстве случаев представляют собой мероприятия по подбору параметров эксплуатации скважины и ограничение

депрессии на пласт. Поддержание депрессии на уровне ниже критического, при котором разрушается породы, позволяет предупреждать вынос механических примесей из пласта. Среди технологических методов также выделяется снижение обводненности продукции, которая способствует размытию и разрушению глинистых частиц горной породы пластов-коллекторов нефти и газа, что является причиной интенсивного выноса пластового песка в скважину.

В качестве профилактических методов профилактики и борьбы с отказами погружного оборудования по причине износа механическими примесями осуществляются несколько групп мероприятий: ограничение количества взвешенных частиц в технических жидкостях, промывка зоны успокоения механических примесей пластовых флюидов (ЗУМППФ) скважины, контроль за КВЧ в процессе эксплуатации, а также очистка призабойной зоны.

Технические методы являются эффективными и наиболее распространенными, так как они, в большинстве, направлены на защиту насоса от интенсивного абразивного износа, это достигается за счет отделения механических примесей от добываемой жидкости перед входом в электроцентробежный насос. В настоящее время существует большое количество конструкций скважинных фильтров, каждая из которых обладает своими преимуществами и недостатками. При интенсивном выносе механических примесей применяются сепараторы механических примесей (десендеры) и шламоуловители различных конструкций. Одним из широко распространенных технических методов борьбы с пагубным воздействием механических примесей является применение УЭЦН в износостойком исполнении, данный оказывается эффективным в случае малой и умеренной интенсивности выноса песка.

Наиболее эффективным является применение комплексной технологии для защиты оборудования от воздействия механических примесей: оборудование скважин фильтрами, укрепление ПЗП, проведение капитального ремонта в комплексе с ограничением водопритокров, контроль за количеством

взвешенных частиц в процессе эксплуатации, вывод скважины на оптимальный режим с учетом влияния действующих факторов и др. Рассмотрим профилактику и борьбу с механическими примесями на примере группы месторождений компании ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Для предотвращения выноса механических примесей на месторождениях компании ведется контроль за скважинами в процессе эксплуатации, а также производится контроль вывода скважин на режим (вывод скважины на режим после ГРП производится с помощью частотных преобразователей). Помимо этого, проводятся периодические проверки качества настроек станций управления и частотно-регулируемых приводов.

Непосредственная борьба с механическими примесями и высокими уровнями КВЧ осуществляется за счет внедрения фильтров для защиты УЭЦН от механических примесей, шламоуловителей модульных (ШУМ), щелевых фильтров – входных модулей (ЖНШ), а также ЭЦН износостойкого исполнения.

Среди забойных фильтров на месторождениях Западной Сибири наиболее распространенным является фильтр скважинный (ФС) ФС-73. Данный фильтр устанавливается в зоне перфорации с помощью отсекающего пакера и комплектов переводников. Фильтроэлемент изготовлен из нелегированной стали и обеспечивает тонкость фильтрации 300 мкм. Основное преимущество данного фильтра заключается в возможности осуществления нескольких рейсов УЭЦН без подъема фильтра, а основные недостатки связаны с увеличением времени ремонта скважин, так как есть риск прихвата и аварии при извлечении фильтра, а также риск снижения притока при засорении. В таблице 8 показана эффективность применения фильтров ФС-73 на основе средней наработки на отказ на группе месторождений компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» [12]:

Таблица 8 – Эффективность внедрения фильтров скважинных – 73

Внедрено	СНО до спуска фильтра	СНО после спуска фильтра
43	41	146

Следующий применяемый вид оборудования – щелевой фильтр-модуль ЖНШ, который устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН,



вместо входного модуля (рисунок 22). Фильтроэлемент, установленный в ЖНШ, изготавливается из нержавеющей высокопрочной профилированной стали, при этом толщина фильтрации составляет 200 мкм. Основным преимуществом данного фильтра является его ремонтпригодность, а основным недостатком является высокая стоимость (250-300 тыс. руб.). Данный фильтр рекомендуется применять после проведения гидроразрыва пласта и на скважинах, на которых наблюдается высокий показатель КВЧ – более 100 мг/л для УЭЦН обычного исполнения и более 500 мг/л для УЭЦН, выполненного в износостойком исполнении. Длина применяемого фильтра зависит от типоразмера насоса и его производительности, например, для защиты УЭЦН габарита 5А производительностью до 440 м<sup>3</sup>/сут применяется ЖНШ длиной 5-12 м.



Рисунок 22 – Щелевой фильтр – входной модуль [12]

Шламоуловитель ШУМ (рисунок 23) устанавливается в составе установки электроцентробежного насоса в качестве дополнительной модуль-секции. Фильтроэлемент в шламоуловителе представлен шламоотстойником для взвешенных твердых частиц. Основным преимуществом шламоуловителя, как и в случае ЖНШ, является его ремонтпригодность, при этом основной недостаток заключается в низкой производительности (до 200 м<sup>3</sup>/сут), помимо этого применение ШУМ после проведения ГРП является неэффективным, так как

фильтроэлемент малоэффективен при больших значениях КВЧ и быстро забивается. В зависимости от габарита УЭЦН и максимальной пропускной способности шламоуловитель применяют для УЭЦН 5-го габарита с производительностью не более 125 м<sup>3</sup>/сут, и для УЭЦН габарита 5А производительностью не более 200 м<sup>3</sup>/сут.

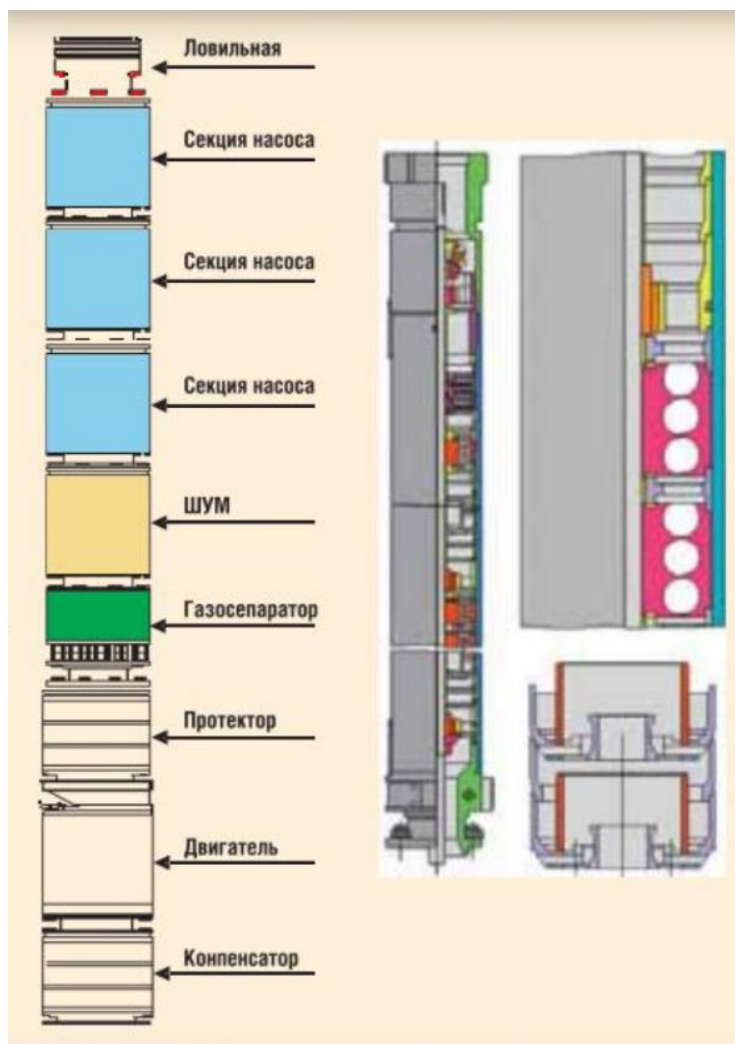


Рисунок 23 – Шламоуловитель модульный – 73 [12]

Для борьбы с солеотложениями в нефтепромысловом оборудовании применяют методы удаления уже сформированных отложений и способы их предупреждения. Наиболее распространенным и эффективным является предупреждение отложения солей. Методы предупреждения солеотложений можно подразделить на физические, химические и технологические (рисунок 24).



Рисунок 24 – Методы борьбы с солеотложениями

Физические методы предупреждения образования неорганических солей основаны на обработке потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями. Наиболее часто применяется именно обработка аппаратами с постоянным магнитным полем, которые через зазоры воздействуют на газожидкостную смесь. Под действием магнитного поля уменьшается адгезия и меняется структура солей, растворенных в скважинной продукции, тем самым они не осаждаются в виде твердых отложений, а выносятся как мелкодисперсный кристаллический «шлам».

При воздействии на добываемую жидкость акустическим полем специальный акустический излучатель создает колебания, которые предотвращают образование центров кристаллизации, что способствует срыву мелких кристаллов солей с поверхности.

Обработка электрическим полем так же приводит к снижению адгезии кристаллов солей к поверхности внутрискважинного оборудования. Электрическое поле создается парой электродов, которые спущены в скважину.

Одним из технологических методов является изменение забойного давления, тем самым изменяются термобарические условия, которые оказывают значительное влияние на образование неорганических солей. Изменение

забойного давления обычно производится путем изменения типоразмера ЭЦН и (или) глубины спуска.

Увеличение скорости восходящих потоков жидкости, то есть турбулизация потока, способствует сокращению зарождающихся микрокристаллов и препятствует их прилипанию к стенкам оборудования. Данный эффект возможно достигнуть за счет внесения конструктивных изменений в УЭЦН, например применением УЭЦН большей производительности.

Следующий технологический метод заключается в выборе и подготовке агента, используемого в системе ППД. Подбор агента осуществляется с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами, при этом из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион. Данный метод является высокоэффективным, но сложным в реализации, так как возникает необходимость наличия нескольких источников воды для закачки, а также из-за значительных затрат на подготовку закачиваемого агента и на инфраструктуру для закачки агента в определенные скважины.

В целом, технологические методы предупреждения солеотложений являются достаточно эффективными, однако, они в большей степени направлены на увеличение бесперебойной работы оборудования, а не на снижение процессов солеобразования. Основные недостатки данных методов заключаются в значительной стоимости и сложности реализации, что говорит о нерентабельности их применения.

Химические методы основаны на применении ингибиторов, которые по типу действия можно разделить на хелаты, кристаллоразрушающие и порогового действия (рисунок 25). Данный вид предотвращения солеотложений является наиболее эффективным. Доставка ингибиторов в скважину может производиться различными способами: дозирование с помощью установки дозирочной электронасосной (УДЭ) в затрубное пространство, дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру, периодическая закачка в

затруб с помощью агрегатов (например, ЦА-320), применение погружных скважинных контейнеров с реагентом и другие.

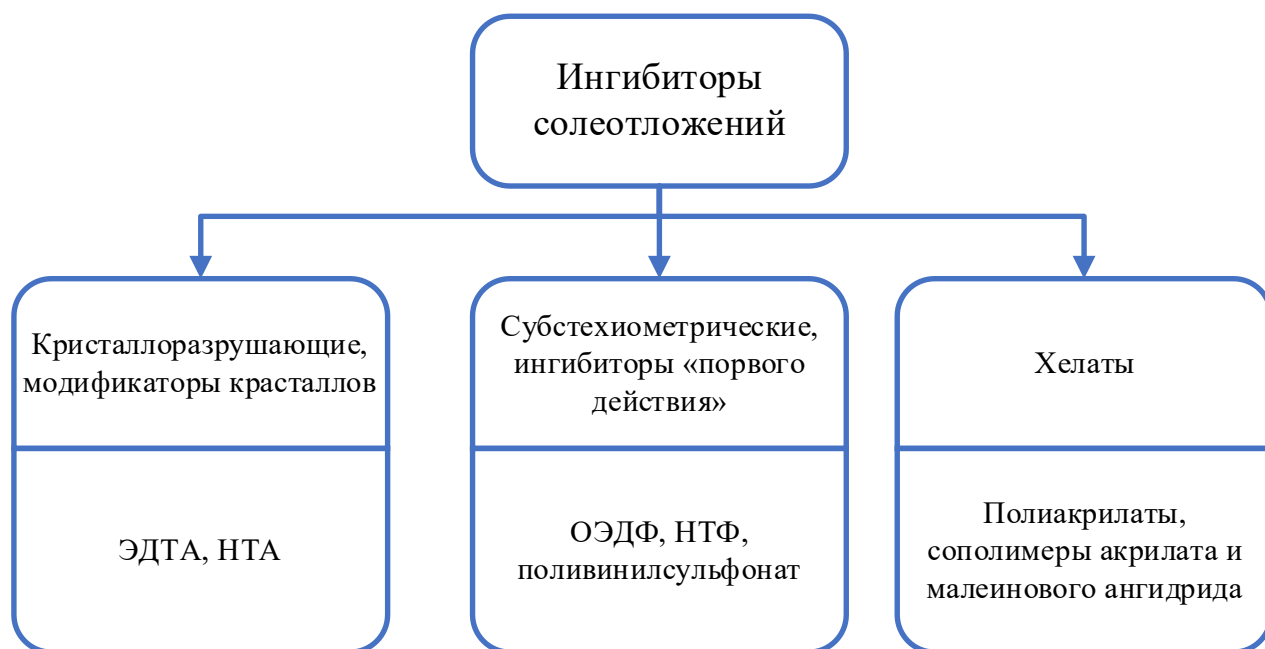


Рисунок 25 – Классификация ингибиторов солеотложений

На данный момент существует большой ассортимент как отечественных, так и зарубежных ингибиторов солеотложений. При тщательном подборе ингибиторов и соблюдении всех требований и правил при выборе технологий их применения возможно предотвратить процессы солеобразования на всем пути перемещения скважинной продукции.

При кратковременной эксплуатации откачка жидкости преимущественно происходит из затрубного пространства скважины, расположенного над установкой (рисунок 26), что повышает эффективность использования устьевых дозаторов ингибиторов солеотложений, ингибиторов коррозии, ингибиторов и других реагентов [13]. При эксплуатации скважин в кратковременном режиме увеличивается длительность воздействия различных ингибиторов на нужные узлы установки за счет того, что время накопления жидкости в скважине значительно превышает время откачки. Повышение эффективности применения различных реагентов также достигается за счет упрощения способа доставки ингибиторов к нужным узлам оборудования [14]. В связи с этим, рассмотрим химический метод борьбы с солеотложениями более подробно.



На Мамонтовском месторождении, на котором за 2016 год по причине солеотложений произошло около 41% отказов УЭЦН, применяют следующие ингибиторы:

- ПАФ-13А – водный раствор полиаминометиленфосфонатов;
- СНПХ-5311 –многокомпонентная смесь азота фосфоросодержащих продуктов.

Такой выбор ингибиторов обосновывается анализом эффективности применения ингибиторов солеотложений для данного месторождения, приведенным в таблице 9.

Таблица 9 – Эффективность ингибиторов солеотложений

Содержание ионов, мг/л	Ингибитор	Защита (%) при дозировке, мг/л			
		10	20	50	100
Ca <sup>2+</sup> – 200; HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> –1201; Вода содержит избыток HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	СНПХ-5311	37	54	70	72
	СНПХ-5313	58	82	70	65
	ПАФ-13А	26	43	50	53
	СНПХ-5301	62	82	92	90
	Нарлекс-Д54	96	97	70	–
	СНПХ-5312С	54	78	86	87

Наиболее широкое распространение получил ингибитор СНПХ-5311, так как он обладает высокой эффективностью предотвращения карбонатных отложений как для глубинного, так и для поверхностного нефтепромыслового оборудования. Основные характеристики данного ингибитора приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные характеристики ингибитора СНПХ-5311

Параметр	Значение
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	1160
Температура застывания	Не выше -50°С
Водородный показатель, рН	2,5–5,5
Эффективность ингибирования (для карбоната кальция), % при дозировке 30 г/т	Не менее 60

Помимо этого, ингибитор СНПХ-5311 проявляет свойства ингибитора коррозии (скорость коррозии составляет 0,015 мм/год). Реагент малотоксичен, взрывобезопасен, хорошо растворим в воде и трудногорюч.

Применение СНПХ-5311 не оказывает отрицательного влияния на процессы и переработки подготовки нефти и нефтепродуктов. Проследить эффективность применения данного ингибитора можно на примере скважины 7455 Мамонтовского месторождения (таблица 11).

Таблица 11 – Результат применения ингибитора солеотложений СНПХ-5311

Скважина 7455 Мамонтовского месторождения	
Период эксплуатации УДЭ, сут	236
МРП до установки УДЭ	100
Средний текущий МРП	240
Коэффициент увеличения МРП	2,36

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений, а также удаления уже образовавшихся отложений – механические, химические, физические, термические (рисунок 27) и их различные комбинации. Выбор метода борьбы с АСПО основывается на его эффективности для данных условий, так как эффективность применения метода зависит от способа добычи скважинной продукции, а также от ее состава и свойств.

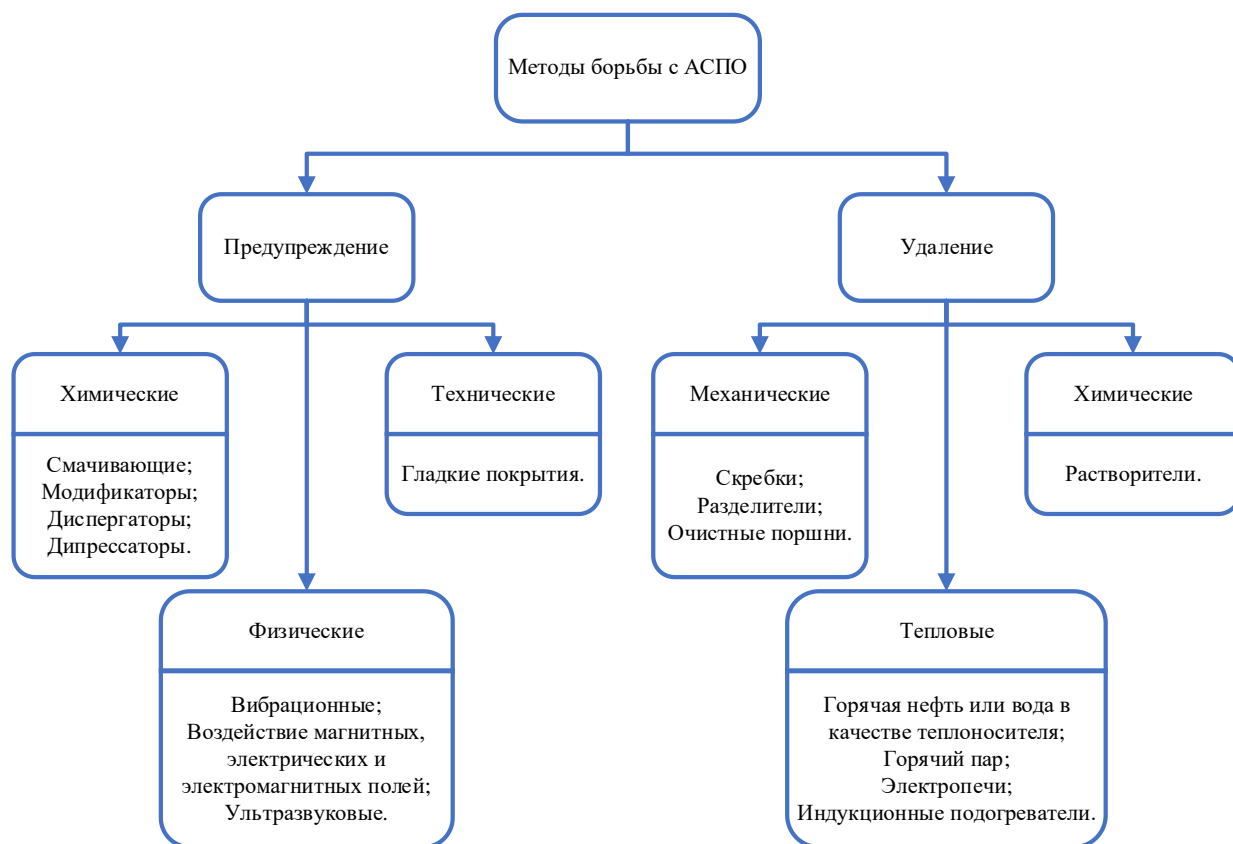


Рисунок 27 – Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями



Механические методы удаления АСПО с внутренней поверхности НКТ основаны на применении специальных устройств – скребков. Существуют разные механизмы действия скребков, среди которых наиболее широко распространены механизмы с ручным приводом, автоматические скребки с индивидуальным электроприводом, механизмы с лебедкой и шасси с приводом от транспортной базы, а также механизм, приводимый в движение за счет движущегося потока нефти внутри НКТ. Частоты операций очистки подбирается опытным путем индивидуально для каждой скважины, при непрохождении скребком для удаления АСПО применяют альтернативные методы – тепловые либо химические [16].

Тепловые методы удаления АСПО получили широкое распространение, в том числе и на месторождениях Западной Сибири, они основаны на повышении температуры потока скважинной жидкости. На эффективность применения тепловых методов в первую очередь влияют: интенсивность отложений, скорость потери тепла от теплоносителя к окружающим породам и т.д. Тепловые методы наиболее эффективны при небольшой глубине интервала, осложненного отложением АСПО.

Эффективным тепловым методом является промывка скважин горячей нефтью. Преимущественно проводят обратную промывку скважин, то есть в затрубное пространство агрегатом депарафинизации (АДП) закачивается горячая нефть, которая нагревает насосно-компрессорную трубу, а восходящий поток скважинной продукции выносит растворенные отложения. Данный метод в большей степени эффективен для скважин, эксплуатируемый установками штанговых глубинных насосов или на фонтанных скважинах.

На территории Западной Сибири наиболее широкое распространение среди тепловых методов получило применение греющего кабеля. Нагревательный кабель может быть расположен как снаружи насосно-компрессорной трубы (для УШГН), так и внутри (для УЭЦН, фонтанных и газлифтных скважин) (рисунок 28). Наиболее эффективным является

расположение кабеля внутри насосно-компрессорной трубы, так как в ином случае значительная часть тепла рассеивается в окружающую среду.

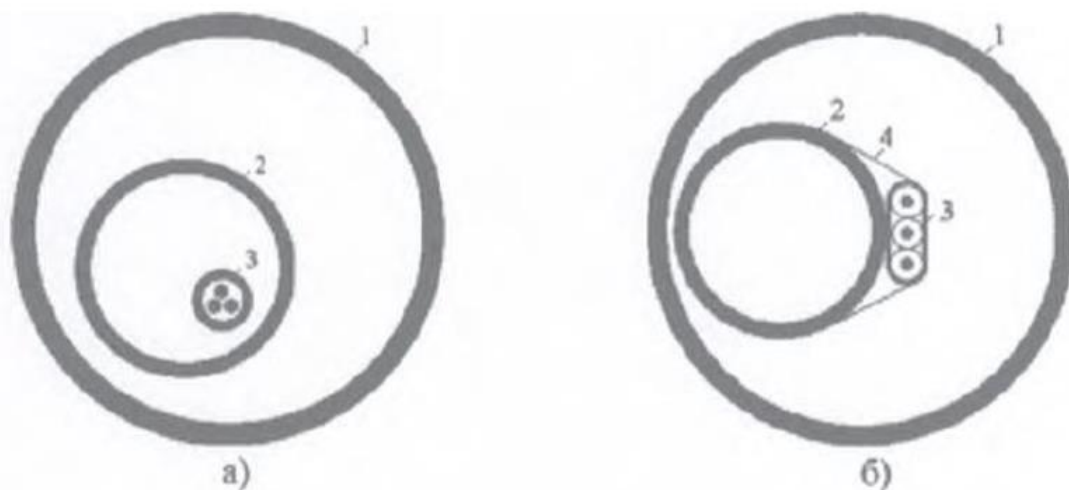


Рисунок 28 – Расположение нагревательного кабеля внутри (а) и снаружи насосно-компрессорной трубы (б): 1- обсадная колонна, 2 — насосно-компрессорная труба, 3 - нагревательный кабель, 4 – бандаж

Данный метод реализуется с помощью установки по прогреву скважин (УПС), которая позволяет управлять прогревом скважин и обеспечивает защиту нагревательного элемента (кабеля). УПС состоит из нагревательного кабеля, станции управления прогревом для контроля и управления процессом прогрева жидкости и силового трансформатора для питания нагревательного элемента.

Нагревательный кабель изготавливается в термобаростойком исполнении, помимо этого он устойчив к воздействию агрессивных сред. Существует множество различных конструкций кабелей, предназначенных для обогрева скважин при расположении внутри НКТ. На рисунке 29 представлена конструкция широко распространенного греющего кабеля КГн12х2, 5-55-90-Оа-25,8, где 1 – центральная жила; 2 – оболочка датчиков; 3 – контрольные жилы; 4 – изоляция контрольных жил; 5 и 10 – теплопроводный наполнитель; 6 и 11 – обмотки; 7,12 и 13 – промежуточная оболочка; 8 – токопроводящие жилы нагревательных элементов; 9 – разделяющие жгуты; 14 – первый повив брони; 15 – второй повив брони.

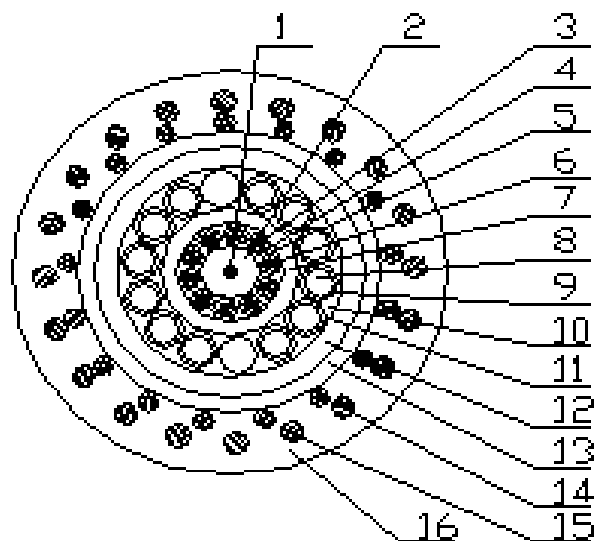


Рисунок 29 – Греющий кабель КГн12х2,5-55-90-Оа-25,8

Рабочая часть нагревательного элемента имеет изоляционную оболочку, которая изготавливается из высокотемпературных материалов, таких как сополимер пропилена и фторопласт. На изоляционную оболочку накладывается броня, изготовленная из стальной оцинкованной проволоки в два повива, на верхний из которых накладывается защитная оболочка из синтетического материала.

Нагревательный элемент выполняется с коаксильными обмотками так, чтобы на центральную нагревательную жилу приходилось 20% подаваемой мощности, а остальная электрическая мощность выделялась на коаксильный проводник, который находится ближе к поверхности нагревательного элемента. Также применяют датчики температуры, которые монтируются в единую технологическую цепь, для контроля за работой нагревательного элемента.

Химические методы борьбы с отложениями асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти являются эффективными и перспективными, они базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, которые способствуют уменьшению образования отложений. В основе действия ингибиторов АСПО лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность трубы и нефть – дисперсная фаза. Ингибиторы

АСПО по механизму их действия можно подразделить на несколько основных групп, современная классификация представлена на рисунке 30.

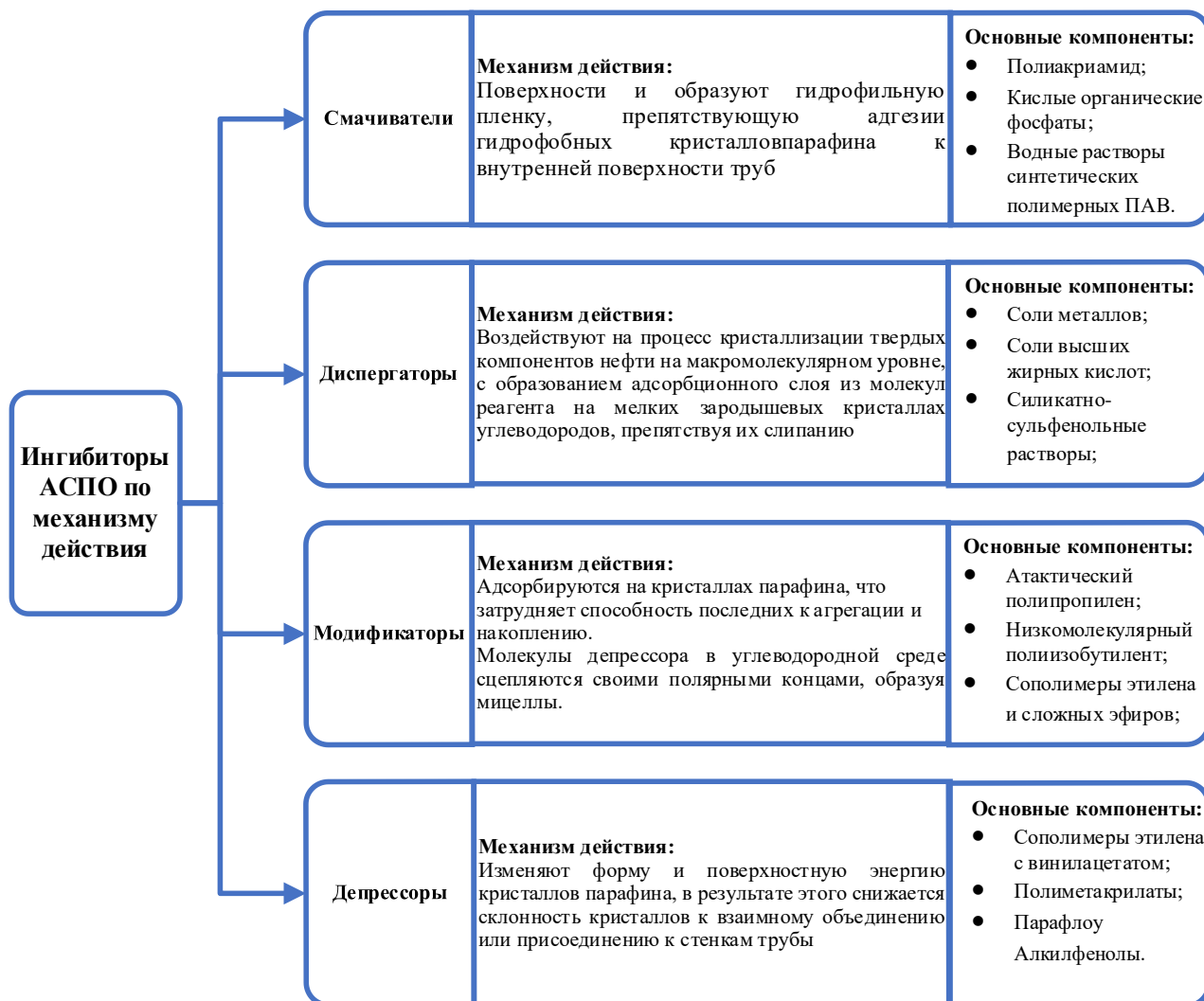


Рисунок 30 – Ингибиторы асфальтосмолопарафиновых отложений

Помимо ингибиторов, представленных на схеме, также используются реагенты комплексного действия, для которых основными компонентами являются реагенты марки СНПХ и композиции присадок. Все ингибиторы АСПО отличаются достаточно большой молекулярной массой (500-10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых н-алканов нефтепродуктов и нефтей, обуславливающих их низкотемпературные свойства. Также все ингибиторы полидисперсны по составу и молекулярной массе.

Рассмотрим борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Приобском месторождении. Основным методом борьбы с отложениями является скребкование, в месяц на осложненном АСПО фонде скважин проводится примерно 3200 очисток. В скважинах с дебитами 10, 10-20 и 20-30 м<sup>3</sup>/сут частота скребкования максимальная и составляет в среднем 5,9, 5,5 и 6,2 очисток в месяц соответственно. С ростом обводненности добываемой продукции частота механической очистки сокращается, так как при увеличении содержания воды в добываемой продукции снижается интенсивность выпадения АСПО. Помимо скребкования на скважинах, осложненных АСПО применяют тепловые методы, то есть растепление отложений горячими агентами. Промывка горячими агентами осуществляется в тех случаях, когда твердость отложений не позволяет удалять их скребками, так на Приобском месторождении за полугодие было проведено 63 тепловых обработки на 44 скважинах.

## **2.2. Расчет технологических параметров кратковременной эксплуатации скважин**

При расчете режима кратковременной эксплуатации скважин время работы скважины определяется в зависимости от продуктивности скважины. Время одного цикла при КЭС обычно варьируется от 40 до 80 минут, при условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности насоса к продуктивности скважины (в 3 - 5 раз для достижения максимальной энергоэффективности).

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определяется по формуле:

$$t_{\text{нак.}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \varphi)}{Q} \quad [\text{ч}] , \quad (10)$$

где  $h$  – высота статического столба жидкости над приемом насоса, м;

$S$  – площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины, м<sup>2</sup>;

$\varphi$  – коэффициент снижения дебита скважины, доли ед;

$Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут.

Продолжительность откачки жидкости из скважины определяется по формуле:

$$t_{\text{отк.}} = \frac{t_{\text{нак.}} \cdot \varphi}{K - \varphi} \text{ [ч] ,} \quad (11)$$

где  $K = \frac{Q_{\text{опт.}}}{Q}$  – запас производительности установки за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН;

$Q_{\text{опт}}$  – подача насоса в оптимальном режиме.

Таким образом продолжительность эксплуатации скважины, то есть время одного цикла составит:

$$T = t_{\text{отк.}} + t_{\text{нак.}} \quad (12)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины, равную сумме продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности накопления жидкости в скважине, выбирают таким образом, чтобы коэффициент снижения дебита по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважины ( $\varphi$ ) был более 0,95. Время цикла выбирается также с учетом требований, представленных на рисунке 31:



Рисунок 31 – Требования для подбора времени эксплуатации

Продолжительность включения установки электроцентробежного насоса рассчитывается по формуле:

$$K = \frac{t_{\text{отк.}}}{T} \cdot 100\% \quad (13)$$

При откачке жидкости из скважины развиваемое установкой давление регулируют изменением скорости вращения насоса таким образом, чтобы насос работал с КПД не менее 0,9 максимального значения для данной скорости вращения. Скважину эксплуатируют установкой производительностью более 80 м<sup>3</sup>/сут. Продолжительность включения установки, равную отношению продолжительности откачки жидкости из скважины к продолжительности периода эксплуатации скважины, устанавливают менее 50%.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в кратковременном режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков - остановок ЭЦН значительно возрастет.

При выборе количества циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в кратковременном режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

### **3 ВЫБОР КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЯЮЩИМИ ФАКТОРАМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ В ПРОЦЕССЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Исходя из проведенного анализа, можно утверждать, что кратковременная эксплуатация скважин является эффективным способом добычи нефти для мало- и среднедебитных скважин, для которых характерно:

- Частые ремонты при непрерывной эксплуатации (низкий МРП);
- Осложненные условия эксплуатации (повышенный вынос механический примесей, подверженность солеотложению и отложения асфальтосмолопарафиновых веществ);
- Низкая рентабельность добычи используемым способом эксплуатации.

В связи с этим предлагаются следующие рекомендации в подборе методов борьбы с осложняющими факторами для повышения эффективности, достигаемой применением КЭС, представленные в таблице 12 (приложение А).

Для борьбы с механическими примесями предлагается применение фильтра ФС-73 или более дорогого щелевого фильтра-модуля ЖНШ. Выбор фильтра зависит от уровня КВЧ на скважине, так на скважинах с высоким показателем КВЧ – более 100мг/л рекомендуется применение щелевого фильтра ЖНШ. Помимо этого, рекомендуется вести постоянный контроль за КВЧ в процессе эксплуатации скважины, а также следить за уровнем вибрации и температурой УЭЦН.

Для защиты оборудования от отложений солей рекомендуется использование химического метода борьбы с солеотложениями, то есть применение ингибитора. Среди многообразия ингибиторов предлагается использовать ПАФ-13А и СНПХ-5311, так как они являются наиболее эффективными и распространенными на месторождениях Западной Сибири. Дозировка, а также способ закачки ингибитора выбирается в зависимости от интенсивности солеотложений и других условий. В большинстве случаев применяют несколько основных способов закачки ингибитора:



- Периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины (например, применяя агрегат ЦА-320);
- Постоянная подача ингибитора в затрубное пространство скважины (с помощью дозирочной установки, например, УДХ);
- Постоянная подача ингибитора на прием насоса (с помощью дозирочной установки и специальных трубок, установленных на внешней стороне НКТ);
- Постоянная дозировка ингибитора на прием насоса (с помощью погружных скважинных контейнеров с ингибитором).

В качестве способа борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, рекомендуется использовать механический метод, то есть скребкование. Периодичность и интервал очистки НКТ скребком подбирается индивидуально для каждой скважины, при этом спуск скребка рекомендуется осуществлять в период накопления жидкости в скважине для большей эффективности. В случае, когда удалить отложение механическим способом не удастся, рекомендуется применить тепловую обработку скважины, а именно промывку горячей нефтью. Для скважин с высокой интенсивностью отложений рекомендуется применение греющего кабеля, который расположен внутри насосно-компрессорной трубы. Помимо этого, в качестве профилактических мер отложения АСПО возможно осуществлять закачку ингибитора на постоянной или периодической основе.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Маслову Сергею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
1. Используемая система налогообложения, ставки налогов.	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Планирование этапов работы, определение календарного графика и трудоемкости работы, расчет бюджета.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет сравнительной эффективности

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

1. Календарный план график проведения работ
---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Маслов Сергей Александрович		29.02.2020

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается целесообразность внедрения метода кратковременной эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях добычи нефти. Данная глава отражает обоснование конкурентоспособности и финансовой эффективности применения кратковременной эксплуатации скважин по сравнению с другими способами механизированной добычи нефти.

### **4.1. Разработка графика проведения исследовательских работ**

На территории Западной Сибири одним из наиболее распространенных осложнений является солеотложение на рабочих органах насоса. В данной дипломной работе этому вопросу уделяется значительное внимание, поэтому в данном разделе будет рассмотрен календарный план-график проведения исследования, которое включает в себя изучение защиты скважинного оборудования от солеотложений.





Для иллюстрации оперативного графика выполнения работ составим диаграмму Ганта, которая представляет собой горизонтальный график, на котором изображается продолжительность работ, выполняемых в процессе исследования. Время проведения исследовательской работы можно разбить на три основных этапа:

1. Организационный период. Во время организационного периода проводится подготовка оборудования и приборов, снаряжения и материалов, необходимых для проведения лабораторного исследования, помимо этого производится распределение обязанностей между сотрудниками и осуществляются мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ.


2. Лабораторные работы. На данном этапе проводится изучение характеристик пластовой жидкости, а также расчет необходимой концентрации и количества ингибитора солеотложения, необходимого для конкретных условий.

3. Камеральные работы. Данный этап включает в себя сбор и систематизацию информации об изучаемых методах защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений на малодебитных скважинах, а также камеральную обработку материалов, составление графиков и построение карт.

Таблица 13 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

№ работ	Вид работ	Исполнители	Тк <sub>і</sub> , кол. дней	Продолжительность выполнения работ													
				январь			февраль			март			апрель			май	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Выбор направления исследований, литературный обзор (организационный период)	Руководитель, инженер	10, 15														
2	Лабораторный этап	Руководитель, инженер	45, 100														
3	Анализ данных, оформление отчетной документации	Руководитель, инженер	23, 45														

Условные обозначения:

 – руководитель       – инженер

Таким образом, общее количество рабочих дней руководителя составляет 78, а суммарное количество рабочих дней инженера составляет 160. Данный план-график помогает наглядно установить сроки необходимые для выполнения исследовательской работы.

#### 4.2. Анализ конкурентных технических решений

Возможность осуществления изобретения и достижения его цели можно продемонстрировать на примере расчетов удельного расхода электроэнергии и сравнении эффективности с другими способами эксплуатации.

Таблица 14 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение	Единицы измерения
Дебит скважины, Q	30	м <sup>3</sup> /сут
Глубина подвески установки, Н <sub>п</sub>	1500	м
Высота статического столба жидкости над приемом насоса, Н <sub>с</sub>	1000	м
Динамический уровень пластовой жидкости в скважине, Н <sub>д</sub>	1100	м
Давление в выкидной линии устья скважины, Р <sub>у</sub>	10	кГс/см <sup>2</sup>
Давление в межтрубном пространстве скважины, Р <sub>м</sub>	0	кГс/см <sup>2</sup>
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, D <sub>ЭК</sub>	123,7	мм
Наружный диаметр НКТ, D <sub>НКТ</sub>	73	мм

Рассчитаем требуемый напор насоса и площадь кольцевого зазора межтрубного пространства:

$$H_H = H_d + P_u - P_m = 1200 \text{ м} = 1,2 \text{ км} - \text{требуемый напор насоса};$$

$$S = \pi \cdot (D_{ЭК}^2 - D_{НКТ}^2) / 4 = 0,0078 \text{ м}^2 - \text{площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины}.$$

#### 4.2.1. Расчет работы УЭЦН в непрерывном режиме эксплуатации скважины с нерегулируемым приводом

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м<sup>3</sup>/сут является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме:

Таблица 15 – Характеристики ЭЦНА 5-30-1250 и ПЭД16-117МВ5

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в оптимальном режиме, Q <sub>опт</sub>	37	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в оптимальном режиме, H <sub>опт</sub>	1060	м
КПД ЭЦН в оптимальном режиме, η <sub>опт</sub>	36,5	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме, N <sub>опт</sub>	12,21	кВт
Номинальная мощность ПЭД, P <sub>ном</sub>	16	кВт
Номинальный КПД ПЭД, η <sub>ном</sub>	84	%
Номинальное скольжение ПЭД, s <sub>ном</sub>	5	%

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса, при этом изменятся подача, напор и КПД ЭЦН в рабочем режиме следующим образом:

$Q_0=30 \text{ м}^3/\text{сут.}$  – подача ЭЦН в рабочем режиме;

$H_0=1250 \text{ м}$  – напор ЭЦН в рабочем режиме;

$\eta_0=35\%$  – КПД ЭЦН в рабочем режиме.

Рассчитаем мощность, потребляемую электроцентробежным насосом в рабочем режиме:

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0.35} = 12.175 [\text{кВт}] \quad (14)$$

Мощность ПЭД выбиралась с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН для того, чтобы обеспечить возможность освоения скважины. При недогрузке двигателя его КПД и скольжение в рабочем режиме уменьшаются соответственно,  $\eta_{\text{нд}}=82\%$  и  $S_{\text{нд}}=3\%$ . При этом мощность насоса составляет 76,1% от номинальной мощности двигателя.

Рассчитаем номинальный момент на валу двигателя:

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 16000}{2 \cdot 3,14 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 52,531 [\text{Н} \cdot \text{м}] \quad (15)$$

где  $n=3000 \text{ об/мин}$  – синхронная скорость вращения ПЭД.

Найдем максимальную скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя:

$$g_c = \frac{Q_0}{1440 \cdot S} = \frac{30}{1440 \cdot 0,0078} = 2.671 [\text{м/мин}] \quad (16)$$

Полученное значение максимальной скорости снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве соответствует скорости увеличения депрессии на пласт  $0,267 \text{ (кгс/см}^2\text{)/мин}$ .

Найдем общую мощность, потребляемую установкой и удельный расход электроэнергии:

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{12,175}{0,82} = 14,848 [\text{кВт}] \quad (17)$$

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_{\text{н}}} = \frac{14,848 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,899 \left[ \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right] \quad (18)$$

Стоимость выбранного насоса (ЭЦНА5-30-1250) составляет около 140 тысяч рублей, двигателя (ПЭД16-117МВ5) – примерно 130 тысяч рублей, а

станции управления без ПЧ («Электрон-04-250») – 90 тысяч рублей. Таким образом общая стоимость оборудования без учета стоимости остальных элементов, которые являются общими для всех рассматриваемых вариантов, без учета налога составляет примерно 360 тысяч рублей.

#### **4.2.2. Расчет работы УЭЦН в непрерывном режиме эксплуатации скважины с регулируемым приводом**

Наиболее подходит для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м<sup>3</sup>/сут насос ЭЦНА5-18. Его характеристики в оптимальном режиме приведены в таблице 16:

Таблица 16 – Характеристики ЭЦНА5-18 в оптимальном режиме

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в оптимальном режиме, Q <sub>опт</sub>	26	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в оптимальном режиме, Н <sub>опт</sub>	1160	м
КПД ЭЦН в оптимальном режиме, η <sub>опт</sub>	28,5	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме, N <sub>опт</sub>	12	кВт

В связи с наличием станции управления (СУ) с частотно-регулируемым приводом, для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо увеличить частоту переменного тока в 1,15 раза, т.е. до 57,5 Гц и скорость вращения ЭЦН – до 3350 об/мин. Для достижения необходимого напора следует выбрать насос ЭЦНА5-18-1200, состоящий из трехметровой и четырехметровой секций, оптимальные характеристики которого при скорости вращения до 3350 об/мин представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики ЭЦНА5-18-1200 в оптимальном режиме

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в оптимальном режиме, Q <sub>опт</sub>	30	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в оптимальном режиме, Н <sub>опт</sub>	1340	м
КПД ЭЦН в оптимальном режиме, η <sub>опт</sub>	29	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме, N <sub>опт</sub>	15,8	кВт

Исходя из полученных данных, можно увидеть, что требуемое по условиям эксплуатации скважины сочетание подачи и напора в оптимальном

режиме не обеспечивается. Необходимые параметры достигаются при скорости вращения 3250 об/мин, но при этом рабочий режим не будет оптимальным:

Таблица 18 – Характеристики ЭЦНА5-18-1200 в рабочем режиме

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в рабочем режиме, $Q_0$	30	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в рабочем режиме, $H_0$	1200	м
КПД ЭЦН в рабочем режиме, $\eta_0$	25	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, $N_0$	15,7	кВт

В связи с увеличением скорости вращения насоса, межремонтный период по его износу уменьшится в  $1,3 \div 1,7$  раза.

Рассчитаем мощность, потребляемую насосом в рабочем режиме:

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1200}{8800 \cdot 0.25} = 16.364 [\text{кВт}] \quad (19)$$

Максимальная допустимая кратность увеличения скорости вращения УЭЦН для серийно выпускаемых ПЭД, рассчитанных на работу при частоте переменного тока 50 Гц и синхронной скорости вращения 3000 об/мин, равна в среднем 1,4, поэтому для обеспечения возможности регулирования параметров установки увеличением скорости вращения ЭЦН необходимо выбрать ПЭД с запасом мощности в  $1,4^2 = 1,96$  раза, т.е. ПЭД32-117МВ5.

С учетом работы при повышенной частоте переменного тока КПД недогруженного ПЭД уменьшится в меньшей степени, чем в случае непрерывной эксплуатации скважины ЭЦН с нерегулируемым приводом:

$\eta_{\text{нд}} = 83,5\%$  - КПД ПЭД в рабочем режиме;

$S_{\text{нд}} = 3\%$  - скольжение ПЭД в рабочем режиме.

При этом рассчитанная мощность насоса составляет 51,12% от номинальной мощности ПЭД.

Рассчитаем номинальный момент на валу двигателя:

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32000}{2 \cdot 3,14 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105,063 [\text{Н} \cdot \text{м}] \quad (20)$$

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна:



$$\vartheta_c = \frac{Q_0}{1440 \cdot S} = \frac{30}{1440 \cdot 0,0078} = 2,671 [\text{м/мин}] \quad (21)$$

Полученное значение максимальной скорости снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве, также как и в случае непрерывной эксплуатации скважины ЭЦН с нерегулируемым приводом, соответствует скорости увеличения депрессии на пласт  $0,267 \text{ (кгс/см}^2\text{)/мин}$ .

Найдем общую мощность, потребляемую установкой и удельный расход электроэнергии:

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{16,364}{0,835} = 19,598 [\text{кВт}] \quad (22)$$

$$P_{уд} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_H} = \frac{19,598 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 13,065 \left[ \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right] \quad (23)$$

Стоимость выбранного насоса (ЭЦНА5-18-1200) составляет примерно 120 тысяч рублей, двигателя (ПЭД32-117МВ5) – около 170 тысяч рублей, а станции управления с преобразователем частоты («Электрон-05-160») – 270 тысяч рублей. Таким образом общая стоимость оборудования без учета стоимости остальных элементов, которые являются общими для всех рассматриваемых вариантов, без учета налога составляет примерно 560 тысяч рублей. Разница в стоимости оборудования, по сравнению с непрерывной эксплуатацией с нерегулируемым электроприводом составляет примерно 200 тысяч рублей, что обусловлено использованием станции управления с ПЧ, а также более дорогого двигателя. Данное увеличение стоимости оборудования будет долго окупаться, поэтому подобный вариант комплектации скважины будет отвергнут из-за низкой нерентабельности.

#### **4.2.3. Расчет работы УЭЦН в периодическом режиме эксплуатации скважины с нерегулируемым приводом**

Для периодической эксплуатации скважин УЭЦН с нерегулируемым приводом обычно используют установки производительностью, превышающей дебит скважин не более чем в 2 раза (Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы. М.: Гостоптехиздат, 1957, стр.129-130). Данному условию удовлетворяет установка с насосом ЭЦНА5-45-1300, состоящим из двух

четырёхметровых секций, и электродвигателем ПЭД28-117МВ5. Они имеют следующие характеристики:

Таблица 19 – Характеристики ЭЦНА5-45-1300 и ПЭД28-117МВ5

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в оптимальном режиме, $Q_{\text{опт}}$	57	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в оптимальном режиме, $H_{\text{опт}}$	1120	м
КПД ЭЦН в оптимальном режиме, $\eta_{\text{опт}}$	40	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме, $N_{\text{опт}}$	18,14	кВт
Номинальная мощность ПЭД, $P_{\text{ном}}$	28	кВт
Номинальный КПД ПЭД, $\eta_{\text{ном}}$	84,5	%

Рассчитаем номинальный момент на валу двигателя:

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 28000}{2 \cdot 3,14 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 91,930 [\text{Н} \cdot \text{м}] \quad (24)$$

С учетом изменения динамического уровня при периодической эксплуатации скважин ЭЦН будет работать в следующем режиме:

Таблица 20 – Характеристики насоса в рабочем режиме

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в рабочем режиме, $Q_0$	52	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в рабочем режиме, $H_0$	1200	м
КПД ЭЦН в рабочем режиме, $\eta_0$	39	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, $N_0$	18,18	кВт

Расчетная мощность насоса составляет 64,93% от номинальной мощности ПЭД. При недогрузке двигателя уменьшается его коэффициент полезного действия, таким образом получается значение КПД:  $\eta_{\text{нд}} = 82,5\%$ .

Рассчитаем запас производительности установки, который кратный увеличению МРП по износу насоса за счет периодичности работы:

$$K = \frac{Q_0}{Q} = \frac{52}{30} = 1.733 \quad (25)$$

Коэффициент снижения дебита скважины при ее переводе с непрерывной эксплуатации на периодическую определяется по формуле:

$$\varphi = \frac{Q_{\text{пер}}}{Q} \quad (26)$$

где  $Q_{\text{пер}}$  - дебит при периодической эксплуатации скважины в м<sup>3</sup>/сут.

Обычно допускают снижение дебита не более чем на 10%, т.е. принимают  $\phi=0,9$  (Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983, стр.417) [8].

Определим максимально допустимую продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону:

$$t_{\text{нак.}} = \frac{96 \cdot H_c \cdot S \cdot (1-\phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1-0,9)}{30} = 2,496 [\text{ч}] \quad (27)$$

Рассчитаем продолжительность откачки жидкости из скважины по формуле:

$$t_{\text{отк.}} = \frac{t_{\text{нак.}} \cdot \phi}{K-\phi} = \frac{2,496 \cdot 0,9}{1,733-0,9} = 2,697 [\text{ч}] \quad (28)$$

Таким образом, продолжительность периода эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{нак.}} + t_{\text{отк.}} = 2,496 + 2,697 = 5,193 [\text{час}] \quad (29)$$

Рассчитаем продолжительность включения УЭЦН:

$$k = \frac{t_{\text{отк.}}}{T} \cdot 100 = \frac{2,697}{5,193} \cdot 100 = 51,935 [\%] \quad (30)$$

В связи с тем, что ПЭД имеют маслonaполненную конструкцию, их теплоемкость достаточно велика, поэтому для установления теплового равновесия между ПЭД и охлаждающей средой при работе двигателя с номинальной нагрузкой требуется 20-40 минут в зависимости от мощности применяемого электродвигателя, а также условий его охлаждения. Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины позволяют сделать вывод о том, что двигатель работает в продолжительном режиме (типовой режим S1 по ГОСТ 28173-89 Э и МЭК 34-1-83). Другие элементы УЭЦН имеют меньшую теплоемкость по сравнению с ПЭД, поэтому их режимы работы можно также характеризовать как продолжительные.

С целью снижения отрицательного воздействия ударных пусковых перегрузок на МРП оборудования обычно устанавливают больший период эксплуатации, допуская дальнейшее снижение объема добычи нефти. Обычно период эксплуатации составляет порядка 24 часов, а установку включают в работу в ночное время, когда тарифы на электроэнергию минимальны.

Определим максимальную скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя:

$$g_c = \frac{Q_0}{1440 \cdot S} = \frac{52}{1440 \cdot 0,0078} = 4,630 [\text{м/мин}] \quad (31)$$

Полученное значение максимальной скорости снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве соответствует скорости увеличения депрессии на пласт  $0,463 \text{ (кгс/см}^2\text{)/мин}$ .

Найдем мгновенную и среднюю мощность, потребляемую установкой:

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{18,18}{0,825} = 22,036 [\text{кВт}] \quad (32)$$

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{\text{отк}}}{T} = \frac{22,036 \cdot 2,697}{5,193} = 11,444 [\text{кВт}] \quad (33)$$

Определяем удельный расход электроэнергии по формуле:

$$P_{\text{уд}} = \frac{\bar{P} \cdot 24}{Q \cdot \varphi \cdot H_{\text{н}}} = \frac{11,444 \cdot 24}{30 \cdot 0,9 \cdot 1,2} = 8,477 \left[ \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right] \quad (34)$$

Стоимость выбранного насоса (ЭЦНА5-45-1300) составляет около 140 тысяч рублей, двигателя (ПЭД28-117МВ5) – примерно 160 тысяч рублей, а станции управления без преобразователя частоты («Электрон-04-250») – 90 тысяч рублей. Таким образом общая стоимость оборудования без учета стоимости остальных элементов, которые являются общими для всех рассматриваемых вариантов, без учета налога составляет примерно 390 тысяч рублей. Разница в стоимости оборудования, по сравнению с непрерывной эксплуатацией с нерегулируемым электроприводом составляет примерно 30 тысяч рублей.

#### **4.2.4. Расчет работы УЭЦН в кратковременном режиме эксплуатации скважины с регулируемым электроприводом**

При КЭС на межремонтный период по износу насоса влияют два основных фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для увеличения МРП по износу насоса в неблагоприятных условиях эксплуатации при одновременном воздействии этих двух факторов,

необходимо, чтобы выполнялось следующее условие для производительности установки:

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3\text{/сут]} \quad (35)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции, который при частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин обеспечивает напор равный  $N_{\text{опт}}=1320$  м.

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. В качестве привода данному насосу потребуется двигатель ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

Таблица 21 – Характеристики ЭЦНА5-125-700 и ПЭД32-117МВ5

Параметр	Значение	Единицы измерения
Подача ЭЦН в оптимальном режиме, $Q_{\text{опт}}$	173	м <sup>3</sup> /сут
Напор ЭЦН в оптимальном режиме, $N_{\text{опт}}$	1200	м
КПД ЭЦН в оптимальном режиме, $\eta_{\text{опт}}$	61	%
Мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме, $N_{\text{опт}}$	39,3	кВт
Номинальная мощность ПЭД, $P_{\text{ном}}$	42,7	кВт
Номинальный КПД ПЭД, $\eta_{\text{ном}}$	85,5	%

Рассчитаем номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц:

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32000}{2 \cdot 3,14 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105,063 \text{ [Н} \cdot \text{м]} \quad (36)$$

С учетом того, что при кратковременной эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными [8].

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен:  $2,05 \div 4,2$ . При этом запас производительности

установки, который кратный увеличению МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН будет равен:

$$K = \frac{Q_0}{Q} = \frac{173}{30} = 5.767 \quad (37)$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в  $1,4 \div 2,8$  раза.

При кратковременной эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно допустить снижение дебита не более чем на 1%, то есть можно задать  $\phi \geq 0,99$ .

Определим максимально допустимую продолжительность накопления жидкости в скважине:

$$t_{\text{нак.}} = \frac{96 \cdot H_c \cdot S \cdot (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1 - 0,99)}{30} = 0.250 [\text{ч}] = 15 [\text{мин}] \quad (38)$$

Рассчитаем продолжительность периода откачки жидкости из скважины, т.е. время работы скважины за один цикл:

$$t_{\text{отк.}} = \frac{t_{\text{нак.}} \cdot \phi}{K - \phi} = \frac{15 \cdot 0,99}{5,767 - 0,99} = 3,109 [\text{мин}] \quad (39)$$

Таким образом, период эксплуатации скважины составит:

$$T_{\text{КЭС}} = t_{\text{нак.}} + t_{\text{отк.}} = 15 + 3,109 = 18,109 [\text{мин}] \quad (40)$$

Рассчитаем продолжительность включения установки по формуле:

$$k = \frac{t_{\text{отк.}}}{T} \cdot 100 = \frac{3,109}{18,109} \cdot 100 = 17,168 [\%] \quad (41)$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН позволяют охарактеризовать режим работы установки как кратковременный.

Определим максимальную скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя:

$$\vartheta_c = \frac{Q_0}{1440 \cdot S} = \frac{173}{1440 \cdot 0,0078} = 15,402 [\text{м/мин}] \quad (42)$$

Полученное значение соответствует скорости увеличения депрессии на пласт  $1,54 \text{ (кгс/см}^2\text{)/мин}$ . Таким образом, скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше, чем в

случае эксплуатации скважины другими способами. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Определим мгновенную и среднюю мощность, потребляемую установкой:

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{39,3}{0,855} = 45,965 [\text{кВт}] \quad (43)$$

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{отк}}{T} = \frac{45,965 \cdot 3,109}{18,109} = 7,891 [\text{кВт}] \quad (44)$$

Рассчитаем удельный расход электроэнергии:

$$P_{уд} = \frac{\bar{P} \cdot 24}{Q \cdot \varphi \cdot H_n} = \frac{7,891 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 5,314 \left[ \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right] \quad (45)$$

Стоимость выбранного насоса (ЭЦНА5-125-700) составляет около 80 тысяч рублей, двигателя (ПЭД32-117МВ5) – примерно 170 тысяч рублей, а станции управления с преобразователем частоты («Электрон-05-75») мощностью 63 кВА (40 кВт при  $\cos \varphi = 0,86$ ) – 130 тысяч рублей. Таким образом, общая стоимость оборудования без учета стоимости остальных элементов, которые являются общими для всех рассматриваемых вариантов, без учета налога составляет примерно 380 тысяч рублей. Разница в стоимости оборудования, по сравнению с непрерывной эксплуатацией с нерегулируемым электроприводом составляет примерно 20 тысяч рублей.

Представим в сводной таблице стоимость на покупку оборудования, которое не является общим для каждого из способов добычи нефти и полученные в ходе расчетов значения удельного расхода электроэнергии (таблица 22).

Таблица 22 – Результаты расчетов удельного расхода электроэнергии

Способ эксплуатации	Оборудование		Суммарная стоимость оборудования	Удельный расход электроэнергии
Непрерывная эксплуатация с нерегулируемым приводом	ЭЦНА5-30-1250	140000 руб	360000	9,899
	ПЭД16-117МВ5	130000 руб		
	СУ «Электрон-04-250»	90000 руб		

## Продолжение таблицы 22

Непрерывная эксплуатация с регулируемым приводом	ЭЦНА5-18-1200	120000 руб	560000	13,065
	ПЭД32-117MB5	170000 руб		
	СУ с ПЧ «Электрон-05-160»	270000 руб		
Периодическая эксплуатация с нерегулируемым приводом	ЭЦНА5-45-1300	140000 руб	390000	8,477
	ПЭД28-117MB5	160000 руб		
	СУ «Электрон-04-250»	90000 руб		
Кратковременная эксплуатация с регулируемым приводом	ЭЦНА5-125-700	80000 руб.	380000	5,314
	ПЭД32-117MB5	170000 руб		
	СУ с ПЧ «Электрон-05-75»	130000 руб		

### 4.3. Расчет энергоэффективности и дополнительных затрат

Произведем сравнение энергоэффективности кратковременной эксплуатации скважин с наиболее распространенным способом добычи – непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым приводом. Исходя из данных, приведенных в таблице 22, рассчитаем разницу в удельном потреблении электроэнергии между рассматриваемыми способами эксплуатации:

$$P_{уд} = P_{уд(непр)} - P_{уд(КЭС)} = 9,899 - 5,134 = 4,585 \left[ \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right] \quad (46)$$

Таким образом, применение кратковременной эксплуатации скважин позволяет сократить удельное энергопотребление примерно на 48%.

Рассчитаем годовое энергопотребление при добыче способом кратковременной эксплуатации:

$$P_{\text{год}(КЭС)} = \frac{1440}{T_{\text{кэс}}} \cdot t_{\text{отк}} \cdot \frac{365}{24} \cdot P_{уд(КЭС)} = \left( \frac{1440}{18,109} \cdot 3,109 \right) \cdot \frac{365}{60} \cdot 5,134 = 7992 (\text{кВт}) \quad (47)$$

Рассчитаем годовое энергопотребление при добыче непрерывным способом эксплуатации скважин с нерегулируемым приводом:

$$P_{\text{год}(непр.)} = P_{уд(непр)} \cdot 24 \cdot 365 = 9,899 \cdot 24 \cdot 365 = 86715 (\text{кВт}) \quad (48)$$

Таким образом, разница в годовом потреблении электроэнергии между сравниваемыми вариантами составит

$$P_{уд(год)} = P_{\text{год}(непр.)} - P_{\text{год}(КЭС)} = 86715 - 7992 = 78723 (\text{кВт}) \quad (49)$$



При средней стоимости 1 кВт/час равной 5,7 рублей, годовая экономия средств, затрачиваемых на электроэнергию, составит:

$$C_{\text{Руд(год)}} = P_{\text{уд(год)}} \cdot 5,7 = 78723 \cdot 5,7 = 448720 \text{ (руб)} \quad (50)$$

Помимо экономии электроэнергии кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить межремонтный период, что оказывает положительный экономический эффект на рентабельность добычи. Стоимость постановки бригады ТРС составляет примерно 470 тысяч рублей, а замена, не общего с другими способами механизированной добычи, скважинного оборудования (без замены СУ) обойдется в 250 тысяч рублей. Таким образом стоимость одного ремонта при отказе оборудования (насос, двигатель) составит около 720 тысяч рублей. Учитывая, что средняя наработка на отказ установки увеличится минимум в 1,4 раза, то годовая экономия средств на ремонте скважинного оборудования составит около 360 тысяч рублей. Таким образом, применение кратковременной эксплуатации на мало- и среднедебитных скважинах позволяет сэкономить порядка 800 тысяч рублей в год с одной скважины, в сравнении с применением непрерывной эксплуатации скважин с нерегулируемым приводом.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что при незначительном увеличении стоимости оборудования, при кратковременной эксплуатации удастся увеличить объемы добычи нефти, увеличить МРП, обеспечить минимальный расход электроэнергии, что говорит о самой высокой рентабельности данного способа эксплуатации, среди рассмотренных способов механизированной добычи.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Маслову Сергею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Комплексный подход к анализу осложняющих факторов при добыче нефти в процессе кратковременной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири	
<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 являются способы борьбы с осложняющими факторами, возникающими в процессе добычи нефти способом кратковременной эксплуатации.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Особенности в решении правовых и организационных вопросов при выполнении работ в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны
<b>2. Производственная безопасность</b> Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	Анализ вредных производственных факторов: - Превышение уровня шума и вибрации; - Отклонение показателей климата на открытом воздухе; Анализ опасных производственных факторов: - Электробезопасность. - Пожарная безопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	- Защита атмосферы; - Защита гидросферы; - Защита литосферы.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	При эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с разливом нефти, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - пожар из-за негерметичности оборудования.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Маслов Сергей Александрович		29.02.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

Большинство месторождений Западной Сибири расположены на местности, которая приравнивается к району Крайнего Севера. При этом работа осуществляется вахтовым методом, за который лицам, выполняющим работы, выплачивается надбавка за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания в местах производства работ и за дни нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работ и обратно.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
  - в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
  - в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней;
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Качество компоновки рабочей зоны напрямую влияет на качество выполняемых работ, производительность и эффективность персонала. На кустовой площадке устанавливаются помещения для перерыва, заполнения журналов и обогрева персонала при неблагоприятных погодных условиях, так как рабочее место персонала при управлении, контроле и обслуживании

оборудования в технологическом процессе территориально расположено на кустовой площадке. Место выполнения работ должно быть хорошо освещено, при наличии опасной зоны, она должна быть огорожена, помимо этого работники должны быть обеспечены всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты.

## 5.2. Производственная безопасность

Сущность выполняемых работ заключается в выполнении ряда технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль систем подачи реагента в скважину, монтаж, демонтаж и обслуживание оборудования, применяемого при добыче нефти. Выполнение работ осуществляется круглогодично.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [17] (таблица 23).

Таблица 23 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) проверка целостности элементов конструкций (отсутствие видимых повреждений); 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;	1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Электробезопасность; 2. Пожарная безопасность 3. Механические опасности;	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 [18]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [19]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81 [20];

### **5.2.1. Анализ вредных производственных факторов**

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

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника и повышает его утомляемость, а длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты. Источниками шума на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа могут являться машины, применяемые при капитальном ремонте скважин (КРС), агрегаты для ингибирования скважины и другая спецтехника, создающие совокупный уровень шума 40-50 дБ. Согласно ГОСТ 12,1,003-83 (1999) для работ, проводимых на открытой местности, допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ. Превышение уровня шума может быть в цехах компримирования газа или при доставке рабочих на месторождение вертолетом, который создает уровень шума около 100дБ. В этих случаях работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты (СИЗ), а именно наушниками и противошумными вкладышами.

Вибрация на рабочем месте может привести к снижению комфортности условий труда, ухудшению здоровья работника, в том числе к профессиональным заболеваниям. Источником вибрации на рабочем месте оператора добычи нефти и газа может быть, например, двигатель электрического скребка, который поднимает скребок из скважины, при этом создается уровень вибрации порядка 30 дБ. Согласно ГОСТ 12,1,012-90 виброскорость не должна превышать 92 дБ при частоте 63 Гц. Для защиты работников от вибрации предполагается использование резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

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

Климат Западной Сибири относится к умеренно континентальному, Средняя температура зимой уменьшается от -15°C на юго-западе до -30°C на северо-востоке, а летом средняя температура увеличивается от +5°C на севере до +20°C на юге. Континентальность климата возрастает при движении с севера на

юг, что проявляется в увеличении годовой амплитуды температур, уменьшении количества осадков и сокращении продолжительности весны и осени.

Отклонение показателей климата приводит к ухудшению самочувствия работающих и как следствие снижению их работоспособности. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны обеспечиваться соответствующими времени года средствами индивидуальной защиты, к таким СИЗ относится в первую очередь спецодежда, которая должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна. В условиях пониженной температуры для защиты рабочих должна быть предусмотрена теплая спецодежда, а для защиты от осадков – плащи.

При определенной совокупности температуры наружного воздуха и скорости ветра, работы на открытом воздухе приостанавливаются, такие погодные условия нормируются для каждого климатического региона, пример представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

<b>Скорость ветра, м/с</b>	<b>Температура воздуха, °С</b>
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Нормирование параметров климата на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- Не допускаются к работе лица, не обеспеченные спецодеждой, которая отвечает климатическим условиям;
- В летнее время года для работ на открытом воздухе, людей необходимо обеспечить СИЗ от гнуса и клеща;

- При температуре наружного воздуха ниже  $-25^{\circ}\text{C}$  людей, работающих на открытом воздухе, необходимо ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура  $+25^{\circ}\text{C}$ .

Коллективная защита в полевых условиях может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

### **5.2.2. Анализ опасных производственных факторов**

#### **Электробезопасность**

В нефтяной промышленности широко используется электрическое и электронное оборудование, такое как насосы, нагреватели, подъемники, системы мониторинга, автоматики и прочее оборудование. При нарушении правил эксплуатации и (или) в случае неисправности, электрооборудование может нести опасность, которая может заключаться в следующем:

- Непосредственное поражение человека электрическим током;
- Выход из строя оборудования, неисправность которого может привести к катастрофическим последствиям;
- Электромагнитное и акустическое излучение, пульсации светового потока и другие факторы, вредные для здоровья при длительном воздействии;
- Воспламенение пожаро- и взрывоопасных зон.

Для минимизирования вероятности возникновения аварийных ситуаций в случае ошибки человека или сбоя какого-либо прибора разработана система технических и организационных мероприятий. К техническим мероприятиям относятся: обеспечение качественной изоляции и заземления, их регулярная проверка, установка защитной и оповещающей автоматики, установка замков, ограждений и предупреждающих надписей, а также дифференцирование оборудования и помещений по классу защиты и степени опасности соответственно. К организационным мероприятиям относятся: организация обучения персонала и регулярного контроля его знаний и здоровья, допуск и

надзор за работами в электроустановках, оформление их начала, окончания и перерывов соответствующей документацией, определение лиц, имеющих право на выполнение работ, руководство ими или выдачу нарядов и распоряжений.

Для защиты работников от поражения электрическим током, применяется инструмент с ручками из изолирующего материала, помимо этого работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты, а именно прорезиненными перчатками и специальной обувью. К средствам коллективной защиты можно отнести различного рода указатели напряжения на оборудовании, а также наличие защитного заземления, которое является одним из основных технических средств обеспечения электробезопасности.

Заземление обеспечивает электробезопасность в отношении жизни и здоровья человека, а также обеспечивает бесперебойную работу электрооборудования. Основная информация о правилах применения объектов электрооборудования и электронного оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности содержится в следующих документах: ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТ). Данные документы являются обязательными для исполнения, в частности, требуется:

- заземление и соединения друг с другом всех трубопроводов и эстакад – в начале, конце и через каждые 300 метров (максимум);
- соединение всех электроустановок, механизмов, резервуаров и других металлических конструкций с отдельным заземлителем или общим контуром заземления, но отдельными проводниками, при их параллельном подключении, также допускается использование рабочих трубопроводов в качестве проводником или элементов заземлителя;
- соединение брони силового кабеля с кондуктором скважины или нижним фланцем колонной головки;
- оснащение блокировочными и запорными устройствами всех ячеек распределительных устройств, рассчитанных на напряжение порядка 6 кВ;



- заземление, обеспечивающее соответствующий уровень безопасности, всех токопроводящих частей электрических приборов и установок;
- обязательное заземление даже низковольтных контрольно-измерительных приборов и автоматики, тиков управления, рукавов подводящих линий и других приборов.

### **Пожарная безопасность**

Добыча нефти и газа сопровождается риском возникновения пожароопасных ситуаций, так как нефть является горючим веществом, а природный газ является взрывоопасным. Способы пожаротушения, применяемые на месторождениях, можно подразделить на активные и пассивные. Активные способы заключаются в подавлении процесса горения при помощи огнегасительных средств, которые воздействуют на горючее вещество охлаждением очага пожара или разбавлением реагирующих веществ. Пассивные способы тушения горения заключаются в изоляции горючего вещества от окислителя или среды, в которой находится очаг горения.

Можно выделить несколько групп средств тушения пожаров:

- автоматическая установка пожаротушения (АУП);
- стационарные установки пожаротушения и водяного орошения;
- мобильные средства пожаротушения;
- первичные средства пожаротушения.

В большей степени применяются пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая пена, водяной пар, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы и другие средства пожаротушения.

Согласно СП 231.1311500.2015 на кустовых площадках предусматриваются не менее двух выездов с устройством площадок размером не менее 20х20 м для размещения пожарной техники, помимо этого территория кустовой площадки должна ограждаться земляным валом высотой не менее 1 м и шириной не менее 0,5 м. Все электрооборудование, применяемое на

месторождениях, должно выполняться в соответствии с ПУЭ, так электрооборудование, которое размещается во взрывоопасных зонах, должно быть выполнено во взрывозащитном исполнении.

На нефтяных и газовых месторождениях предусматривается наличие систем контроля, управления и противоаварийной защиты технологических процессов, которые своевременно выявляют пожароопасные аварийные ситуации и предотвращают их развитие. Данные системы приводят в действие системы сигнализации и устройств, которые управляют оборудованием инициирования системы отключения, взаимодействия с другими противоаварийной и противопожарной защиты (установки пожаротушения, пожарная сигнализация, аварийная вентиляция). Системы контроля, управления и противоаварийной защиты должны обеспечивать:

- дистанционный контроль, автоматическое регулирование и управление технологическим оборудованием;
- поддержание оптимальных параметров работы аппаратов, агрегатов, резервуаров, технологических объектов и установок;
- безопасную и безаварийную работу аппаратов, агрегатов, резервуаров, технологических объектов и установок;
- предотвращение запуска технологического оборудования при отключенных системах обеспечения пожаровзрывобезопасности и связанных с ними блокирующих устройств.

На месторождениях должны осуществляться следующие организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация подразделений пожарной охраны, предусмотренная статьей 4 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. N 69-ФЗ "О пожарной безопасности", созданных в целях обеспечения пожарной безопасности объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений, и их взаимодействия с подразделениями Государственной противопожарной службы при тушении пожаров;

- организация эксплуатации и надлежащего содержания систем противопожарной защиты;
- организация обучения персонала правилам пожарной безопасности;
- организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;
- разработка инструкций по обеспечению пожарной безопасности и других документов о порядке работы с пожаровзрывоопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- определение порядка эвакуации людей, транспорта, спецтехники с кустовой площадки при возникновении крупных пожароопасных аварийных ситуаций (газонефтепроявления, открытые фонтаны).

### **5.3 Охрана окружающей среды**

Процесс добычи нефти осуществляется при строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды, так как деятельность нефтяной промышленности сопровождается негативным воздействием на окружающую среду. Охрана недр заключается в осуществлении комплекса мероприятий, которые направлены на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проходки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней. Для охраны окружающей среды осуществляются мероприятия, которые направлены на рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, заповедников, охранных зон и т.п.

Можно выделить несколько основных типов антропогенного воздействия на окружающую среду:

- Загрязнение окружающей среды нефтью и (или) химическими веществами в случае аварийных разливов и несоблюдения природоохранных требований;
- Загрязнение атмосферы углеводородными газами и продуктами их сжигания;
- Загрязнение окружающей среды промышленными и бытовыми отходами;

В связи с этим можно выделить несколько основных мер по охране окружающей среды:

- Повышение надежности и герметичности нефтепромыслового оборудования для сокращения вероятности аварийных ситуаций, в частности разливов нефти;
- Оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Источниками загрязнения почв и водных объектов могут являться как сами скважины, так и трубопроводы, нефтяные резервуары и другое оборудование. Среди основных источников загрязнения атмосферного воздуха можно выделить факельные установки и (или) свечи, которые осуществляют сброс газа в атмосферу без сжигания.

Среди основных загрязнителей окружающей среды при технологических процессах добычи нефти можно выделить саму нефть и нефтепродукты, сернистые и сероводородсодержащие газы, химические реагенты, минерализованные пластовые и сточные воды нефтепромыслов и другие.

### **Защита атмосферы**

Загрязнение атмосферного воздуха в процессе добычи нефти и газа может возникать в ряде случаев: выбросы углеводородных газов и продуктов их сгорания в атмосферу на факелах и (или) свечах, аварийные ситуации, сопровождающиеся разливом нефти и нефтепродуктов, а также выбросом газа в атмосферу, выбросы в атмосферу сероводорода, оксида серы и азота в процессе

эксплуатации скважин, выхлопные газы от транспортных средств и агрегатов, применяемых в процессе добычи нефти. Наибольший вклад в загрязнение атмосферы вносит нефтяной газ, который при сжигании распадается на углекислый газ и воду. Углекислый газ является одним из парниковых газов, выбросы которых в атмосферу влекут за собой усиление парникового эффекта, что способствует изменению климата в целом.

Для охраны атмосферного воздуха в нефтяной промышленности осуществляются мероприятия, направленные на борьбу с потерями нефти, для этого проектируют герметизированные системы сбора нефти, ведется контроль за состоянием промысловых трубопроводов, применяют антикоррозионные покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются незамерзающие клапаны, применяются резервуары с плавающими крышками и другие технические решения. Помимо этого, проводят мероприятия, направленные на уменьшение выбросов в атмосферу при сжигании нефтяного газа, для этого сокращается количество сжигаемого газа путем использования его на собственные нужды, например, для обогрева помещений.

### **Защита гидросферы**

В наибольшей степени, загрязнение гидросферы связано с разливами нефти, химических реагентах, применяемых в процессе добычи нефти, а также утилизация этих реагентов. Нефть, попадая на воду, образует на поверхности пленку, которая препятствует проникновению воздуха и света в воду.

Наибольшая часть загрязнения гидросферы приходится на грунтовые и подземные воды. Одной из причин загрязнения является негерметичность цементного кольца скважины, которая способствует попаданию химических реагентов (ингибиторов солеотложения, ингибиторов коррозии, ингибиторов АСПО) в почвенные слои, откуда они попадают в подземные воды.

Для предотвращения разливов нефти необходимо своевременно проверять целостность трубопроводов и нефтепромыслового оборудования. В случае аварии на нефтяном промысле, которая привела к разливу нефти и попадания ее в водный объект необходимо предпринять меры,

предотвращающие дальнейшее распространение загрязнения. При устранении разлива нефти на суше необходимо произвести работы по сбору и нейтрализации загрязнения с последующей рекультивацией земли. В случае разлива нефти в водоеме, она должна быть локализована и собрана техническими средствами, безвредными для обитателей водного объекта.

### **Защита литосферы**

При загрязнении почв нефтепродуктами и химическими реагентами оказывается значительное негативное влияние на почвенный и растительный покров, лесные ресурсы и экологию в целом.

Нефтегазодобывающее производство требует отвода значительных участков земли, в связи с чем нередко необходимо изымать из сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования участки земли. Непосредственно сами объекты нефтедобычи занимают относительно небольшие площади, однако из-за разбросанности этих объектов относительно друг друга, достаточно велика протяженность коммуникаций между ними. Таким образом общая площадь земель, отводимых под нефтегазодобычу достаточно велика.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов, учитывается категория по целевому назначению, к которой относится данный участок леса. Таким образом, минимизируется использование защитных и эксплуатационных лесов (I и II категории), пойменной части рек и озер, а также путей миграции животных и птиц.

При строительстве площадок для объектов нефтедобычи необходимо минимизировать повреждение почв и травянистой растительности, производить вывоз древесины и порубочных остатков, а также сохранять гумусовый слой почвы для дальнейшего его применения в процессе рекультивации земель.

В процессе добычи нефти повреждается плодородный слой почвы, поэтому для решения данной проблемы проводят рекультивацию нарушенных земель. При рекультивации в первую очередь производится сбор и утилизация веществ, загрязняющих почву (разливы нефти, химических веществ), после

этого проводится высадка деревьев и растений и, при необходимости, добавление минеральных удобрений.

Для предотвращения разливов нефти, вызванных аварийными ситуациями, осуществляется контроль герметичности промысловых трубопроводов и промышленного оборудования, применяется изоляция трубопроводов кожухами, контролируется качество сварных швов при строительстве трубопроводов и другие мероприятия.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При использовании различного промышленного оборудования, закачивании ингибиторов в скважину и других работ, осуществляемых в процессе добычи нефти, не исключается возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 25 представлены возможные чрезвычайные ситуации и их возможные последствия.

Таблица 25 – Возможные чрезвычайные ситуации.

<b>Чрезвычайные ситуации</b>	<b>Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников</b>
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Опасность отравления для сотрудников предприятия; Опасность возникновения пожар.
Разливы нефтепродуктов и химических реагентов при неисправности промышленного оборудования и трубопроводов	Значительный вред окружающей среде и биосфере; Загазованность территории и помещений; Опасность отравления парами химических веществ и парами нефтепродуктов; Опасность возникновения пожара.
Пожар в производственном помещении.	Опасность отравления угарным газом; Материальный ущерб инфраструктуре; Вред окружающей среде в случае распространения пожара.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на нефтяных промыслах является пожар, который может возникнуть в результате разливов нефти или выбросов газа из-за негерметичности технологического оборудования и трубопроводов. В случае повышенной загазованности увеличивается вероятность возникновения взрыва, так как при перемешивании газа с воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая взрывается при наличии любой искры.

Для предотвращения разливов нефти и выбросов газа, которые могут привести к пожару, необходимо осуществлять контроль герметичности и целостности промыслового оборудования и трубопроводов не реже одного раза в смену, а при обнаружении неисправностей, их следует немедленно устранить. Помимо этого, необходимо повышать компетентность и уровень знаний персонала в вопросах безопасности, для этого проводить систематические инструктажи и проверки знаний.

В случае возникновения пожара, персоналу необходимо отключить электроэнергию в опасной зоне, остановить работы и принять меры по эвакуации людей в безопасное место, при этом лица, ответственные за проведение работ на аварийном участке, должны оповестить непосредственного руководителя о возникшей ситуации, вызвать сотрудников МЧС и обеспечить охрану места аварии до их прибытия.

Для устранения пожара при чрезвычайной ситуации, на промысле предусмотрены средства пожаротушения. Знания и сооружения объектов нефтяных и газовых месторождений должны быть обязательно обеспечены средствами пожаротушения. Огнетушители должны находить в полностью заряженном и работоспособном состоянии и располагаться в специально отведенных местах. Огнетушители должны подвергаться техническому обслуживанию для обеспечения их надежной работы в течении срока эксплуатации.

### **Выводы**

В ходе работы была произведена оценка вредных и опасных факторов и их влияния на здоровье персонала, также был произведен анализ способов защиты и снижения воздействия вредных и опасных факторов на работников. Помимо этого, был произведена оценка воздействия нефтегазовой промышленности на окружающую среду и анализ мер по минимизированию этого воздействия. Был произведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций и предложены меры по предупреждению возникновения наиболее вероятной из них.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Последние десятилетия, в связи с ухудшением структуры запасов, показали интенсивное развитие исследований в области добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин, а также добычи нефти в осложненных условиях. Существующие методы борьбы с осложнениями разнообразны и многочисленны, однако ни один из методов не позволяет бороться со всеми основными осложняющими факторами, а требуется применение комплекса методов. В связи с этим в последние два десятилетия образовалась тенденция, связанная с поиском комплексного решения, которое позволит решить несколько задач по борьбе с осложнениями. Такой подход позволяет решить не только технологические проблемы, но и открывает возможность снизить экономические затраты на борьбу с осложняющими факторами.

Кратковременная эксплуатация скважин является наиболее эффективным способом механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин. Главным преимуществом КЭС является снижение себестоимости добычи нефти. Применение кратковременной эксплуатации скважин оказывает положительный эффект на все основные составляющие рентабельности добычи нефти:

- Увеличение межремонтного периода;
- Увеличение объема добываемой нефти;
- Снижение энергопотребления.

Помимо этого, кратковременная эксплуатация скважин обладает рядом технологических преимуществ, основными из которых являются способность противодействовать многим осложняющим факторам, а также способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной скважине. Но следует отметить, что метод кратковременной эксплуатации скважин не является панацеей в борьбе с осложняющими факторами, а позволяет значительно ослабить негативное проявление основных осложнений, возникающих в процессе добычи нефти, а также позволяет повысить эффективность существующих методов борьбы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Доклад научной конференции НИИ ТПУ. Определение эффективности периодической эксплуатации малodeбитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения М. Е. Сундетов Научный руководитель, доцент И. В. Шарф
2. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А.Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом КПП / Инженерная практика. – 2011. - №4. – С. 65-69.
3. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями / Инженерная практика. – 2010. №2. – С. 6-13
4. Кудряшов, С. И. Менеджмент солеотложения на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2006. URL: [ogbus.ru/authors/Kudryashov/Kudryashov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Kudryashov/Kudryashov_1.pdf).
5. Гусева О.В. Особенности гидрохимии пластовых вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири и их влияние на разработку залежей. Нефть и газ Сибири. – 2011. - №3(4). С. 74-80
6. Кунакова, А. М. Мониторинг солеобразования в скважинном оборудовании и технологии его предупреждения в ООО «Газпромнефть-Хантос» / А. М. Кунакова, Р. К. Файзуллин, Р. Р. Гумеров, В. В. Сидоренко, А. Г. Сулейманов // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 12. – С. 66 - 67.
7. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин – энергоэффективный способ добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин». Доклад на девятой международной практической конференции «Механизированная добыча 2012». Москва, 18–20 апреля 2012 года.
8. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования. Территория Нефтегаз. № 6, 2005
9. Шай Е.Л. Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) как альтернатива малопроизводительному оборудованию / Инженер Сургутнефтегаза №1(5) 2015. С. 66–71.

- 10.Гребенников И. М. Работа установки погружных электроцентробежных насосов в кратковременном периодическом режиме — эффективная технология добычи нефти. Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 5. С.15–21.
- 11.Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин – эффективный способ эксплуатации скважин, осложнённых выносом мехпримесей». Доклад на семинаре «Осложненные условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Способы борьбы с мехпримесями». Нижневартовск, 9–10 февраля 2010 года.
- 12.Гарифуллин А.Р. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юнагскнефтегаз» / Инженерная практика. – 2010. №2. – С. 20-25
- 13.Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин - уникальный способ борьбы с осложняющими факторами». Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012 г., стр. 56 – 59.
- 14.Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН». Neftegaz.RU, № 3, 2015 г., стр. 28-35.
- 15.Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах мамонтовского нефтяного месторождения. Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2017 - №4. С. 51-73.
- 16.Шихиев Я.Д. Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 6.
- 17.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 18.ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
- 19.ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 20.ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление

## Приложение А

Таблица 12 – Комплексное решение для борьбы с осложняющими факторами

Осложняющий фактор	Природа осложнения	Негативное влияние на процесс добычи	Предполагаемые методы борьбы	Положительный эффект, оказываемый КЭС
Механические примеси	Продуктивные пласты из слабых пород; Закачка в скважину «грязных» растворов; Занесение механических примесей в ПЗП во время ТКРС, бурения, ГРП/	Заклинивание насоса; Кольматация ПЗП; Засорение забоя скважины; Износ рабочих органов насоса;	Применение фильтра ФС-73; Применение щелевого фильтра-модуля ЖНШ; Постоянный контроль за КВЧ в процессе эксплуатации скважины; Контроль за уровнем вибрации и температурой УЭЦН;	Насосы с большой производительностью, используемые при КЭС, обладают сравнительно большой площадью проточных каналов, благодаря этому в совокупности с высокими скоростями движения пластовой жидкости они менее подвержены процессам отложения солей и засорения механическими примесями. Наличие в составе станций управления с ПЧ и программируемого контроллера позволяет осуществлять «расклинивание» ЭЦН, в случае засорения рабочих органов насоса.
АСПО	Изменение температуры в стволе скважины; Снижение давления в стволе скважины; Наличие в нефти высокомолекулярных соединений углеводородов; Наличие в нефти растворенного газа	Закупоривание проточных каналов; Перегрев ГНО; Снижение дебита	Механическая прочистка скважины с помощью скребка; Промывки горячей нефтью; Греющий кабель; Закачка ингибитора.	В связи с увеличением производительности УЭЦН и скорости вращения насоса, возрастает скорость потока жидкости внутри ЭЦН и НКТ во время ее откачки из скважины. За счет этого усиливается срыв отложений с внутренних поверхностей ЭЦН и НКТ, уменьшается интенсивность отложения солей и АСПО. Механические примеси, содержащиеся в откачиваемой из скважин пластовой жидкости

Продолжение таблицы 12

Солеотложения	<p>Высокая обводненность, наличие растворенных природных минералов; Изменение термобарических условий в скважине; Смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами; Конструктивное исполнение УЭЦН (образование застойных зон, коррозия поверхности).</p>	<p>Снижение наработки на отказ; Усиление локальной коррозии металла труб; Выпадение солей в ПЗП снижает продуктивность и дебит.</p>	<p>Закачка ингибитора ПАФ-13А; Закачка ингибитора СНПХ-5311.</p>	<p>при высокой скорости потока «полируют» внутренние поверхности ЭЦН и НКТ, препятствуя отложению солей, парафинов и асфальтенов. При КЭС температура ЭЦН значительно ниже, поэтому интенсивность солеотложения при КЭС в несколько раз меньше, чем при непрерывной эксплуатации скважин. При КЭС откачка жидкости производится в основном из затрубного пространства скважины, расположенного над установкой УЭЦН. Это повышает эффективность использования устьевых дозаторов ингибиторов солеотложений, АСПО, коррозии и других реагентов.</p>
---------------	--	---	--	---