

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>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.346-022.221(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Зайцев Иван Дмитриевич		

Руководитель

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
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Зайцев Иван Дмитриевич

Тема работы:

Повышение эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-11/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

**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>	Критерии определения малодебитных скважин. Анализ осложняющих факторов при эксплуатации малодебитных скважин. Анализ состояния фонда скважин. Малодебитный фонд. Особенности технологических режимов эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов малодебитных скважин. Периодическая эксплуатация обводненных скважин. Режим краткосрочной эксплуатации скважин. Повышение ресурса установки электроцентробежного насоса для малодебитных скважин.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	

<i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОСГН, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.04.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Зайцев Иван Дмитриевич		29.04.2022

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**МДС** - малодобитные скважины;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**АСПВ** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**НКТ** – насосно-компрессорная труба;

**НГДУ** – нефтегазодобывающее управление;

**КЭС** – кратковременная эксплуатация скважин;

**КВЧ** – количество взвешанных частиц;

**МРП** – межремонтный период;

**ЧРП** - частотно регулируемый привод;

**СУ** – станция управления;

**ТМС** - телеметрия скважин;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**КПЭС** – кратковременно-периодическая эксплуатация скважин;

**ПЧ** – преобразователь частоты;

**ВНР** – водонефтяной раздел;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ГОСТ** – государственный стандарт;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;

**ГНО** - глубинно - насосное оборудование.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84 страницы, в том числе 17 рисунков, 21 таблица. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: малodeбитные скважины, рентабельность, парафин, обводненность, газовый фактор, вязкость, солеотложения, механические примеси, кратковременная эксплуатация скважин, периодическая эксплуатация скважин.

Объектом исследования являются малodeбитные скважины Западной Сибири.

Цель исследования – является повышение эффективности механизированной добычи нефти из малodeбитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири. В процессе написания выпускной квалификационной работы определялись критерии малodeбитных скважин, основные виды осложнения в работе УЭЦН, повышение ресурса работы глубинно-насосного оборудования. Были рассмотрены технологические режимы эксплуатации скважин оборудованных электроцентробежными насосами. Проводились сравнения кратковременной и периодической эксплуатации. Представлен современный опыт внедрения краткосрочной эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН на месторождениях Западной Сибири.

Область применения: возможное применение на фондах где наблюдается малый дебит на нефтяных месторождениях.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	12
1.1 Критерии определения малодебитных скважин .....	12
1.2 Анализ осложняющих факторов при эксплуатации малодебитных скважин.....	15
1.3 Анализ состояния фонда скважин. Малодебитный фонд.....	21
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН.....	23
2.1 Особенности технологических режимов эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов малодебитных скважин.....	23
2.2 Периодическая эксплуатация обводненных скважин .....	28
2.3 Режим краткосрочной эксплуатации скважин .....	30
2.4 Повышение ресурса установки электроцентробежного насоса для малодебитных скважин.....	36
3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	40
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	45
4.2 Анализ конкурентных технических решений .....	46
4.3 SWOT-анализ.....	47
4.4 Планирование научно-технического исследования .....	50
4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	51

4.4.3	Разработка графика проведения научно-технического исследования .....	51
4.5	Бюджет научно-технического исследования .....	54
4.5.1	Материальные затраты .....	54
4.5.2	Амортизационные отчисления .....	54
4.5.3	Заработная плата исполнителей .....	55
4.5.4	Накладные расходы.....	57
4.6	Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	59
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	63
5.2	Производственная безопасность.....	66
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	68
5.3.1	Аномальные климатические параметры воздушной среды .....	68
5.3.2	Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания.....	69
5.3.3	Повышенная запыленность рабочей зоны.....	71
5.3.4	Превышение уровня шума и вибрации .....	71
5.3.5	Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	71
5.3.6	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования....	72
5.3.7	Работа с сосудами под давлением .....	72
5.3.8	Химические вещества.....	73
5.3.9	Электрический ток .....	74
5.3.9.1	Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов .....	75
5.4	Экологическая безопасность.....	75
5.5	Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	77

5.6 Выводы по разделу «Социальная ответственность» .....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	81

## ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития нефтедобывающей отрасли промышленности в нашей стране и в мире характеризуется объективной тенденцией роста числа малодебитных скважин (с дебитом до  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), что обусловлено переходом основных нефтяных месторождений на поздние и завершающие стадии разработки, с введением в эксплуатацию относительно мелких залежей с низкими коллекторскими свойствами, с трудноизвлекаемыми и высоковязкими нефтями. Доля малодебитных скважин превышает 50% эксплуатационного фонда, малодебитными скважинами добывается более 30% всей добычи нефти. Эксплуатация малодебитных скважин (МДС) осложнена целым рядом факторов, таких как: отложение промыслового парафина, смол, асфальтенов, высокая обводненность нефти, сложность согласования притока и отбора продукции, необходимость проведения мероприятий по стимуляции притока, оптимизации работы глубиннонасосного оборудования, решение вопросов коррозии и подготовки продукции. Все это в комплексе обуславливает сравнительно большие эксплуатационные затраты на содержание фонда МДС в работоспособном состоянии, а малые величины дебетов нефти обуславливают актуальность вопроса повышения эффективности эксплуатации данных объектов и обеспечения рентабельности добычи нефти.

Вместе с тем, актуальные вопросы оптимизации периодической эксплуатации, разработки и совершенствования способов стимуляции работы глубиннонасосного оборудования и притока флюидов к забоям МДС, развития методических вопросов технологии подготовки продукции скважин, отдельной отработки нефти и воды при периодической работе насоса остаются малоосвещенными.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать особенности эксплуатации малодебитных скважин на месторождениях Западной Сибири;
2. Определить эффективность применяемых технологий эксплуатации малодебитных скважин;
3. Обосновать применение эффективной эксплуатации малодебитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

# **1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

## **1.1 Критерии определения малодебитных скважин**

Малодебитные скважины это довольно неоднородная совокупность скважин, различающихся причинами нерентабельности. В соответствии с этими причинами такие скважины можно подразделить на следующие группы:

1. Скважины с малым дебитом по нефти и малой обводненностью, которые состоят из четырех подгрупп:

а. Малый дебит обусловлен плохой коллекторской характеристикой пласта в зоне дренирования скважины;

б. Малый дебит обусловлен ухудшением проницаемости призабойной зоны (наличием скин-эффекта), при условии, что коллекторские свойства остальной части пласта достаточно высокие;

в. Скважины с подошвенной водой, которые нельзя эксплуатировать при высоких депрессиях из-за резкого роста обводненности продукции;

г. Скважины, низкий дебит которых связан с падением пластового давления. Для нашего района это может иметь место для скважин, вскрывших изолированные линзы и не испытывающих влияния закачки, и для залежей, разрабатываемых на режиме истощения. [1]

2. Скважины с малым дебитом по нефти и высокой обводненностью, которые делятся на три подгруппы:

а. Скважины с маловязкой нефтью, отобравшие значительную часть дренируемых запасов и обводнившиеся естественным образом пластовой или закачиваемой водой;

б. Скважины с высоковязкой нефтью. В отличие от подгруппы 2а, скважины этой подгруппы обводняются уже в ранние периоды своей эксплуатации, причем обводнение идет более быстрыми темпами. Процент отбора запасов за безводный период эксплуатации очень незначительный;

в. Скважины, эксплуатирующие трещинные коллекторы. Обводнение этой категории скважин происходит также быстро и процент обводненности является высоким. [1]

Ко 2 группе не относятся аварийные случаи, когда скважина обводняется за счет заколонных перетоков чужой водой. Эта категория скважин подлежит капитальному ремонту с последующим возвратом в нормальную эксплуатацию. Признаки групп 1в, 1г и 2 достаточно очевидны, в то же время различить группы 1а и 1б в ряде случаев можно только по результатам гидродинамических исследований. Очевидно, что каждая выделенная группа скважин требует своего индивидуального подхода. [1]

Критерии для выбора скважин малодебитного и высокообводненного фонда определяются по таблице предельных дебитов и обводненностей, которая ежеквартально обновляется силами «ТатАСУнефть». Кроме того, определение фонда нерентабельных скважин проводится по программе, разработанной в экспертно-аналитическом отделе ОАО «Татнефть» под руководством Матвеева В. Д. В этой программе учитываются все показатели экономической деятельности НГДУ. Нерентабельный фонд является плавающим. Часть скважин выводят в рентабельные, часть обратно попадает в этот фонд. Причины роста нерентабельного фонда:

1. Естественное снижение дебита и рост обводненности скважин;
2. Рост доли трудноизвлекаемых запасов. К ним относятся: запасы в малопроницаемых терригенных коллекторах с  $K_{пр} < 50$  мД, запасы в карбонатных коллекторах, запасы высоковязких нефтей с  $\mu_n > 30$  мПа\*с и запасы в водонефтяных зонах малой мощности;
3. Единовременные затраты на ремонт скважин, которые не покрываются стоимостью добытой из скважины нефти за учитываемый в методике В.Д. Матвеева период времени;
4. Плохое техническое состояние скважины (негерметичность обсадной колонны, нарушение целостности цементного камня и другие причины). [1]

Перевести скважину в рентабельные путем простого увеличения отбора жидкости невозможно. Для этого необходимы специальные мероприятия. Выбор того или иного мероприятия (т. е. ремонта скважины) определяется причиной, вызвавшей нерентабельность скважины. Очевидно, что существуют скважины, которые невозможно перевести в рентабельные никакими мероприятиями. Условием экономической целесообразности ремонта конкретной скважины является окупаемость затрат на проведение ремонта в результате получения дополнительной добычи нефти и сокращения отбора воды за время работы скважины на улучшенном режиме в послеремонтный период. Эксплуатировать нерентабельный фонд следует так, чтобы производить на нем как можно меньше ремонтов. Одним из возможных режимов такой эксплуатации может оказаться периодический режим. При рассмотрении нерентабельного фонда целесообразно исключать его плавающую часть, а именно те скважины, которые попали в него вследствие случайных единовременных затрат, т.е. по причине произведенных ремонтов. Для этого следует рассмотреть списки нерентабельных скважин за несколько интервалов времени. Например, за последние три года, и выбрать оттуда лишь те, которые присутствуют во всех трех списках. Возможно, что с наличием плавающей части связано и увеличение этого фонда при увеличении цены на нефть. Причинная связь представляется здесь такой: больше цена на нефть → больше денег в НГДУ → больше произведено ремонтов → больше скважин попало в нерентабельный фонд. Очевидно, что в следующем году эти отремонтированные скважины в данном фонде должны отсутствовать. Вместо них появятся другие. Данное рассмотрение показывает, что общий список нерентабельного фонда не отражает причины нерентабельности. Целесообразно выделить его постоянную часть и провести распределение этого фонда по причинам. Это позволит определить конкретный вид работ по каждой скважине. [1]

## **1.2 Анализ осложняющих факторов при эксплуатации малодебитных скважин**

В себестоимости добычи нефти затраты на преодоление осложняющих факторов в среднем составляют 25-40%, в некоторых случаях достигают 50% от эксплуатационных затрат и даже превышают их. [2]

В зависимости от горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа существует множество осложняющих факторов. [2]

Основными осложняющими факторами в добыче нефти являются:

1. Отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ) в трубах и в насосном оборудовании;
2. Отложения неорганических солей;
3. Образование высоковязких эмульсий, высокая вязкость добываемой нефти;
4. Коррозия скважинного и нефтепромыслового оборудования;
5. Влияние механических примесей на работу насосного оборудования;
6. Высокий газовый фактор. [2]

Парафиновые отложения представляют собой темную массу от мазеобразной до твердой консистенции: они содержат кроме парафина, значительное количество смол, масел, воды (в скважинах, дающих обводненную нефть) и минеральных частиц. [3]

Отложения парафина в подземных трубах приводят к увеличению сопротивления газонефтяному потоку. Сначала это приводит к снижению дебита и буферного давления, а затем к закупориванию подъемных труб и нефтяного оборудования. [3]

Отложения асфальто-смолистых парафиновых веществ (АСПВ) наблюдается на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) (рисунок 1) и зонах малой скорости потока у штуцеров, муфт и других местах гидравлического сопротивления потоку. Для борьбы с АСПО применяют различные методы: тепловые, механические. [3]



Рисунок 1 – Отложение асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках насосно-компрессорных труб

Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. Последнее создает на трубопроводах пожароопасную ситуацию, особенно при наличии в перекачиваемом продукте попутного нефтяного газа. [4]

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при механизированной добыче нефти оборудованной установками электропогружных центробежных насосов (УЭЦН). Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слому вала погружного центробежного электронасоса (рисунок 2). [4]



Рисунок 2 – Отложения солей в насосно-компрессорных трубах и на рабочем колесе электроцентробежного насоса

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием нефтяных эмульсий, которые обладают высокой вязкостью и стойкостью к разрушению. При образовании стойких эмульсий снижаются показатели безотказности работы насосных установок, пробоев электрической части УЭЦН вследствие перегрузок погружного электродвигателя. Рост давления жидкости в системах сбора нефти и газа влечет за собой порывы коллекторов. Затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды. С необходимостью разрушения стойких эмульсий связан также наибольший рост энерго- и металлоемкости. [5]

В пластовых условиях нефтяные эмульсии (рисунок 3) не образуются. Образование эмульсий уже начинается при движении нефти к устью скважины и продолжается при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям, т.е. эмульсии образуются там, где происходит непрерывное перемешивание нефти и воды. Интенсивность образования эмульсий в скважине во многом зависит от способа добычи нефти, которая в свою очередь определяется характером месторождения, периодом его эксплуатации и физико-химическими свойствами самой нефти. [6]

При механической добыче нефти эмульгирование происходит в клапанных коробках, самих клапанах, в цилиндре насоса, в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг. При использовании электропогружных насосов перемешивание воды с нефтью происходит на рабочих колесах насоса, в подъемных трубах. [6]

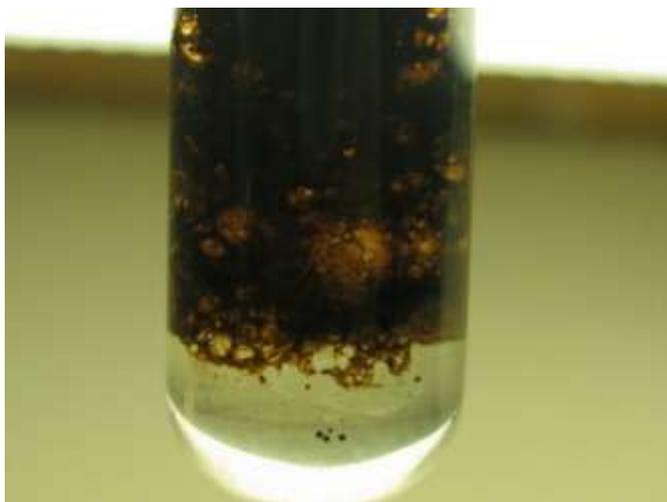


Рисунок 3 – Водонефтяная эмульсия

Коррозия оборудования (рисунок 4) связана с воздействием сразу нескольких факторов – повышением обводненности продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжений в кабельных линиях и погружных электродвигателях. Поэтому повышение ресурса скважинного оборудования невозможно без защиты оборудования от коррозии. [6]

Под коррозией понимается процесс разрушения материалов в результате взаимодействия с агрессивной средой. При этом имеются в виду их разрушение и потеря эксплуатационных свойств в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией, и стоимости проведения восстановительных операций. Еще больший ущерб могут составить косвенные потери: простои скважин, потери в добыче нефти и газа, нарушение в системе разработки месторождения. Наиболее часто говорят о коррозии металлов. [6]



Рисунок 4 – Коррозия трубопроводов

Одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти является взаимодействие выносимых с добываемой продукцией механических примесей с элементами подземного оборудования из-за разрушения призабойной зоны пласта, образования каверн, наличия песчаных пробок и попадания с поверхности во время подземных ремонтов внутрискважинными механизмами. [7]

Образование механических примесей являются главной причиной поломок и возникновения дефектов конструкций в подземном насосном оборудовании (рисунок 5). Согласно статическим данным, процентная доля выхода из строя насосного оборудования, связанных с воздействием механических примесей намного превосходит влияния других геолого-технических факторов, главными из которых являются коррозия и солеобразования (таблица 1). Поэтому борьба с механическими примесями достаточно актуальна. Выявлено, что механические примеси являются причиной отказов насосов, так как:

1. Сравнительно крупные механические примеси, которые, очень быстро скапливаясь внутри насоса, вызывают его заклинивание;
  2. Рассеянные мелкие механические примеси, проходя через ЭЦН, вызывают чрезмерную вибрацию и повышенный износ элементов конструкции насоса.
- [7]



Рисунок 5 - Источники механических примесей, попадающих в насосную установку

Таблица 1 – Основные причины отказов глубинных насосов

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа
Механические примеси	35-50
Коррозия	20-25
Солеобразования	15-20

Одним из основных факторов, влияющих на работу УЭЦН, является газовый фактор. Газовый фактор имеет большое значение при выборе способа эксплуатации и проектировании оптимального режима работы системы пласт-скважина. Наличие газа влияет на свойства нефти и поведение рабочей характеристики насоса. [8]

Погружной центробежный насос достаточно чувствителен к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. В зависимости от количества свободного газа фактические характеристики насоса деформируются, а при определенном газосодержании насос прекращает подавать жидкость (срыв подачи). [8]

Допустимые значения газосодержания на входе в насос по техническим условиям эксплуатации установок составляют 25%, однако на самом деле эта

величина колеблется (в зависимости от типоразмера насоса) в пределах 5-25% от объема добываемой продукции. [8]

### 1.3 Анализ состояния фонда скважин. Малодебитный фонд

Эксплуатационный фонд скважин НГДУ «Стимул-Т» на 2022 год составляет - 25 скважин. Все они эксплуатируются УЭЦН. Средняя годовая добыча на месторождении «Х» составляет 79 тысяч кубов жидкости, из них 33 тысячи тонн это нефть. Средний показатель обводненности - 60%.

За 2019 год было произведено 32 ремонта скважин, а за 2020 год 22 ремонтов, т.е. на 10 ремонтов меньше.

Основными причинами ремонта оборудования УЭЦН (таблица 2) явились:

Снижение производительности – 12 или 37,5% от общего количества ремонтов за 2019 год, тогда как в 2020 году ремонтов по данной причине выполнено всего 8 или 33,3%, т. е. намечена тенденция снижения ремонтов по данной причине.

Таблица 2

Причина отказа	2019		2020	
	Кол-во	%	Кол-во	%
Снижение производительности	12	37,5	8	33,3
R=0	8	25	5	22,7
Клин	4	12,5	1	4,5
Геолого-технические мероприятия	8	25	6	27,3
Полет	0	0	2	9,1

По состоянию на 2021 год 45% УЭЦН отработали более 365 дней без отказов, тогда как 33% скважин отработали менее 180 дней (рисунок 6). На причины ремонта и снижения производительности скважин влияет солеотложения.

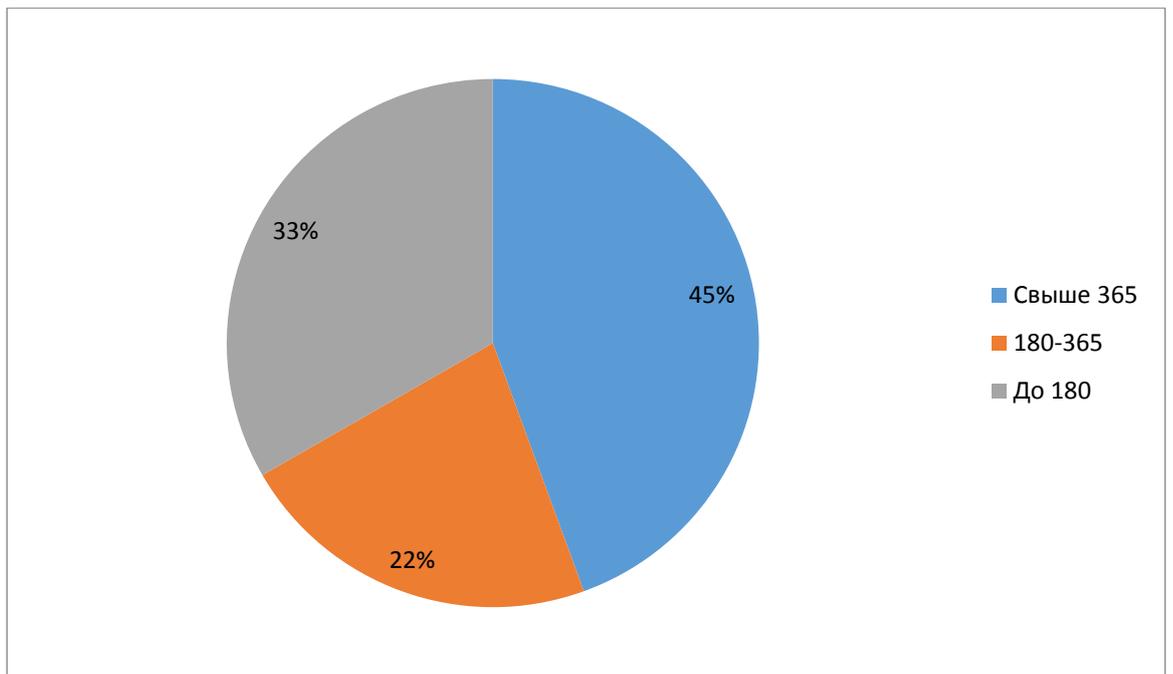


Рисунок 6 - Количество наработок на отказ

В настоящее время в эксплуатационном фонде находится 5 горизонтальных скважин. Эксплуатация ведется механизированным способом. Компонировка насоса: контейнер с ингибитором, ПЭД с ТМС, гидрозашита, газосепаратор, секции ЭЦН.

Фонд находится на последней стадии разработки. Категория скважин – 3. Из осложнений высокая обводненность, увеличивающаяся с каждым годом примерно на 7%.

## 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

### 2.1 Особенности технологических режимов эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов малодебитных скважин

Эксплуатируя УЭЦН на разных частотах необходимо учитывать, что при изменении частоты изменяются параметры работы погружного насоса, а именно:

- Производительность насоса ЭЦН – изменяется линейно (прямо пропорционально изменению частоты);

$$Q = Q_{50} * (F/50) \text{ (м}^3\text{/сут)}$$

где Q – расчетная подача;  $Q_{50}$  – подача при 50 Гц; F – расчетная частота

- Напор насоса ЭЦН – изменяется в квадратичной зависимости (относительно изменения частоты);

$$H = H_{50} * (F/50)^2 \text{ (м)}$$

где: H – расчетный напор;  $H_{50}$  – напор при 50 Гц.

- Потребляемая насосом ЭЦН мощность - изменяется в кубической зависимости (относительно изменения частоты);

$$N = N_{50} * (F/50)^3 \text{ (Вт)}$$

где: N – расчетная мощность;  $N_{50}$  – мощность при 50 Гц. [9]

Режимы разгона и работы ПЭД:

#### 1. Режим разгона «Плавный»

В этом режиме изменение частоты происходит равномерно с заданным темпом, как показано на рисунке 7. [9]

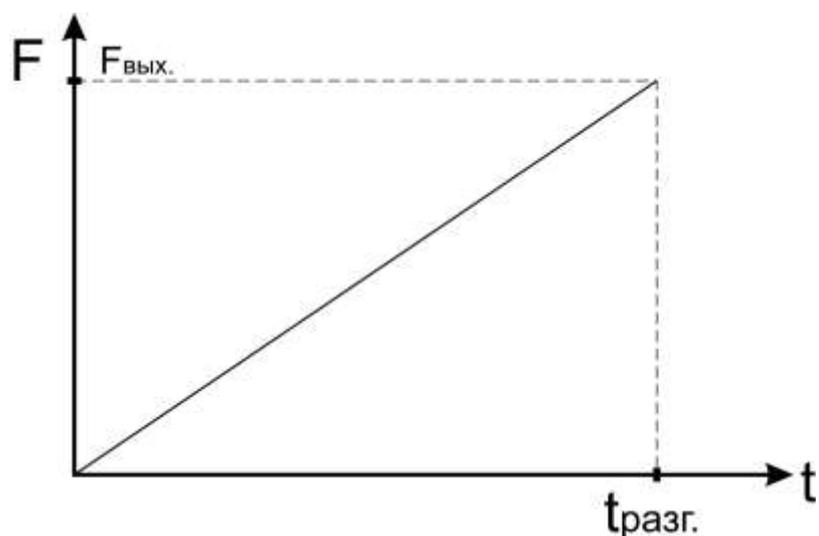


Рисунок 7 - Изменение выходной частоты в режиме разгона «Плавный»

## 2. Режим разгона «С синхронизацией»

Режим синхронизации рекомендуется использовать при «тяжелых» пусках ПЭД. В данном режиме пуск ПЭД осуществляется с минимальной частоты, а при достижении выходной частотой значения уставки «частота синхрониз.». В этом режиме увеличение частоты на выходе ПЧ происходит с заданным темпом до некоторого значения (частота синхронизации), поддерживается в течение некоторого времени, затем увеличение частоты продолжается с прежним темпом до конечного значения. Таким образом, полное время достижения заданной частоты будет равно сумме времен разгона и синхронизации, как показано на рисунке 8. [9]

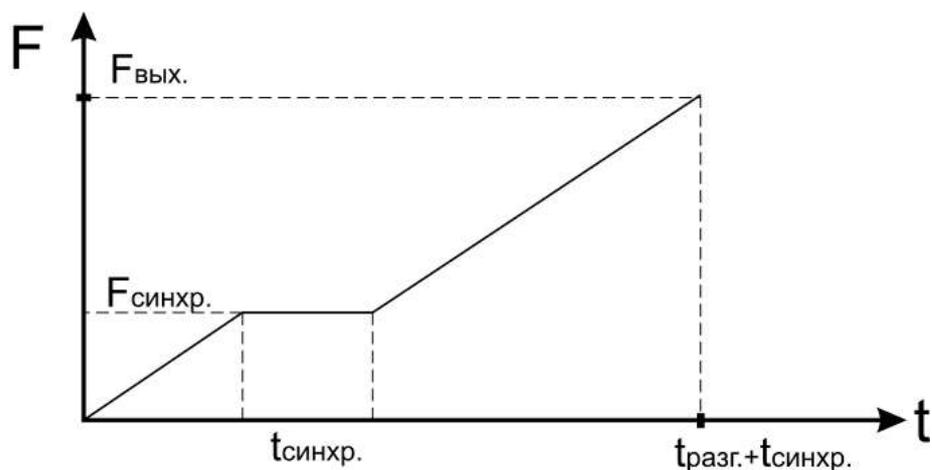


Рисунок 8 - Изменение выходной частоты в режиме разгона «С синхронизацией»

### 3. Режим разгона «Толчковый»

Толчковый режим используется для работы на нагрузку с большим пусковым моментом. В этом режиме увеличение частоты на выходе ПЧ происходит с заданным темпом до значения уставки «ТОЛЧКОВАЯ ЧАСТОТА»  $F_{\text{толч.}}$ , затем напряжение на выходе увеличивается до значения, заданного уставкой «НАПРЯЖЕНИЕ ТОЛЧКА»  $U_{\text{толч.}}$ , (напряжение толчков в процентах от напряжения, соответствующего данной частоте по характеристике  $U/F$ ). Время действия повышенного напряжения определяется частотой толчков (десять периодов), количество толчков задается уставкой «КОЛ-ВО ТОЛЧКОВ». Характер изменения выходного напряжения и частоты в режиме разгона «толчковый» показан на рисунке 9. [9]

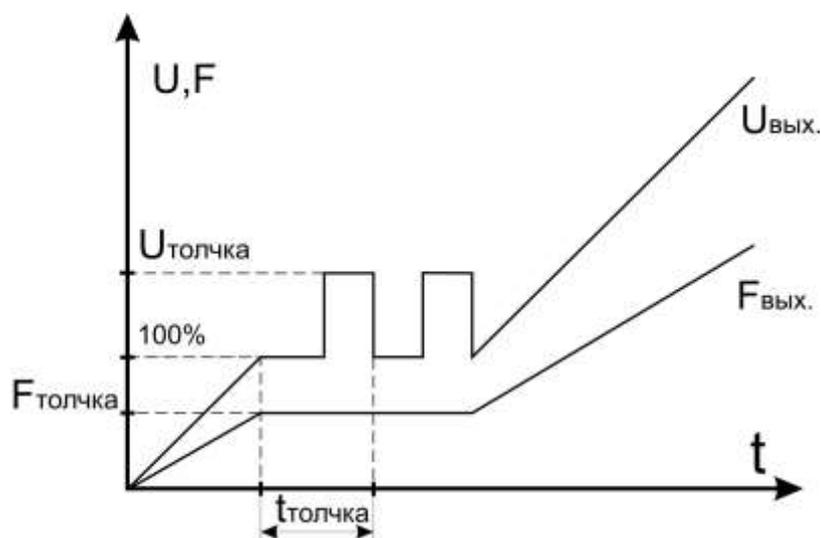


Рисунок 9 - Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «толчковый»

### 4. Режим разгона «С раскачкой»

Режим раскачки используется для запуска ПЭД с заклиненным ротором. В этом режиме разгона ПЭД запускается сначала в прямом направлении, затем в обратном и снова в прямом. Изменение выходной частоты происходит с темпом, определяемым уставкой «ТЕМП РАЗГОНА» меню «НАСТРОЙКИ ПЧ», время разгона в прямом или обратном направлении и время торможения до нулевой выходной частоты составляет десять периодов частоты толчка. Один цикл раскачки состоит из разгона двигателя в прямом направлении, торможе-

ния, разгона в обратном направлении и торможения, количество циклов задается уставкой «КОЛ-ВО ТОЛЧКОВ». Напряжение при разгоне в прямом и обратном направлении изменяется линейно от нуля до значения, заданного уставкой «НАПРЯЖЕНИЕ ТОЛЧКА». Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме раскачки показано на рисунке 10. [9]

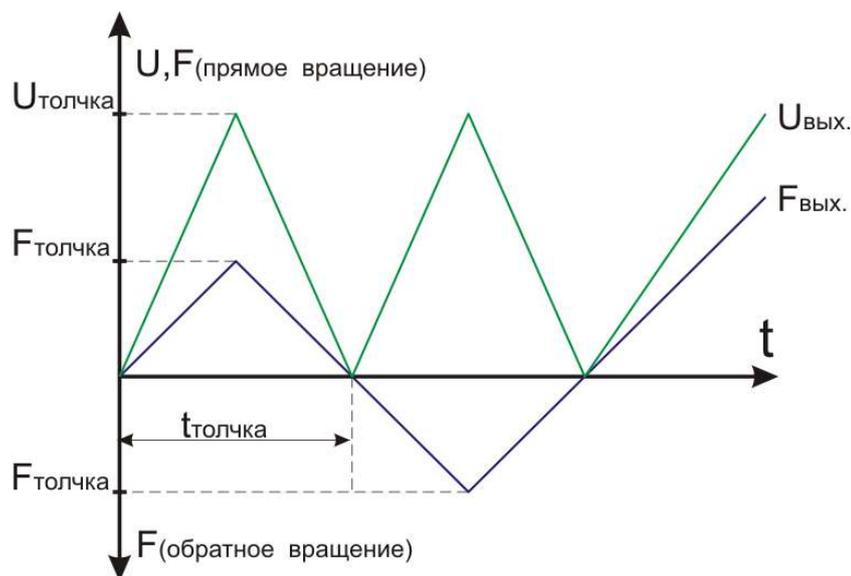


Рисунок 10 - Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «с раскачкой»

### 5. Режим «Встряхивания»

Режим встряхивания используется для предотвращения отложений на рабочих органах погружного насоса. Режим встряхивания представляет собой серии изменений частоты вращения УЭЦН, повторяющиеся с заданным периодом. При работе в данном режиме производится резкое, с заданным темпом, изменение выходной частоты от заданной частоты  $F_{\text{зад.}}$ , до частоты  $F1$ , работа на частоте  $F1$  в течение заданного времени  $T_{\text{встрях.}}$ , затем изменение с заданным темпом частоты с  $F1$  до  $F2$ , работа на частоте  $F2$  в течение заданного времени  $T_{\text{встрях.}}$ , затем производится изменение частоты до рабочей и дальнейшая работа на  $F_{\text{рабочая}}$ . Процесс изменения частоты от  $F1$  до  $F2$  повторяется до тех пор, пока не будет выполнено заданное количество встряхиваний  $N_{\text{встрх.}}$ . После завершения цикла встряхиваний производится плавное изменение частоты до рабочей. Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме встряхивания показано на рисунке 11. [9]

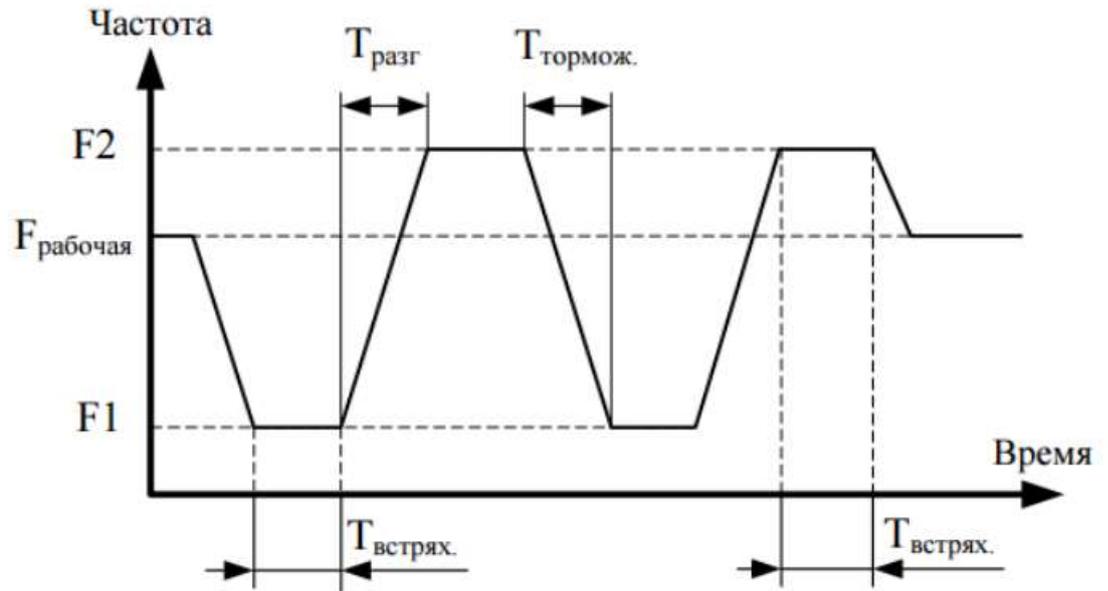


Рисунок 11 – Работа станции управления в режиме встряхивания,  
 $N_{\text{встрх}}=2$

УЭЦН насос с малой производительностью обладает гораздо меньшей площадью канала, по сравнению с таковой у насоса большой производительности. В связи с этим КПД малодобитных УЭЦН, работающих в постоянном режиме, с течением времени существенно снижается из-за отложения солей на рабочих органах и засорения проточных каналов механическими примесями. УЭЦН увеличенного типоразмера, работающие в режиме КЭС, менее подвержены этим процессам за счет более широких проточных каналов и более высоких скоростей движения пластовой жидкости в насосе. Это способствует срыву отложений с внутренних поверхностей ЭЦН и НКТ, равно как и снижению интенсивности отложения солей. Статистика свидетельствует, что малая высота (около 3 мм) каналов ЭЦН с подачей 15–50 м<sup>3</sup>/сут. служит основной первопричиной остановок скважин из-за засорения рабочих органов механическими примесями и солеотложениями. По этой же причине происходит более половины отказов УЭЦН для малодобитных скважин, так как высота их каналов не превышает 4 мм. Каналы рабочих органов ЭЦН производительностью 60–125 м<sup>3</sup>/сут. имеют высоту 6–8 мм, поэтому отказы по причинам засорения рабочих колес этих установок механическими примесями, пропантом и солеотложени-

ями при кратковременной периодической работе скважин происходят значительно реже. [15]

## **2.2 Периодическая эксплуатация обводненных скважин**

Периодический режим работы погружного оборудования – последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из периода работы и периода покоя, другими словами способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти в стволе скважины. Причем, продолжительность цикла недостаточна для достижения теплового равновесия, за которым следует состояние покоя в течение времени, достаточного для того, чтобы температура машины сравнялась с температурой охлаждающей среды с точностью до 2°C. [10]

По существу периодическая эксплуатация применяется не для снижения вредного влияния газа, а для повышения эффективности эксплуатации низкодебитного фонда, насосам большей производительности и КПД. Но в результате накопления и разгазирования жидкости в затрубном пространстве, в начальные периоды работы происходит откачка продукции с объемной долей свободного газа меньшей, чем при откачке в постоянном режиме при прочих равных условиях. По данным эксплуатации фонда в периодическом режиме наблюдается снижение удельных затрат электроэнергии в 2-3 раза по сравнению с постоянным режимом работы. [10]

Как известно, добыча нефти при непрерывной эксплуатации скважин с помощью УЭЦН экономически эффективна на высокодебитных скважинах. На среднедебитных скважинах эффективность использования УЭЦН резко снижается. На малодебитных скважинах УЭЦН ранее вообще не применялись. Периодический способ даёт возможность эксплуатировать средне- и малодебитные скважины с такой же и даже более высокой экономической эффективностью, чем при непрерывной эксплуатации УЭЦН высокодебитных скважин. [10]

Периодический режим работы на обводненных скважинах имеет ряд особенностей, обусловленных гравитационной сегрегацией флюидов в стволе

скважины. Чередование периодов откачки и накопления продукции позволяет в определенной степени использовать эти особенности для уменьшения обводненности продукции и недопущения образования стойких водонефтяных эмульсий. Рассмотрим работу насоса в скважине с обводненной продукцией.

1 этап. Отбор жидкости прекращен, в скважине находится статический столб жидкости. Происходит восстановление уровня. В скважину притекают нефть и вода. [11]

2 этап. Давление полностью восстановилось, исчезло влияние гидродинамических сил в пласте. Происходит гравитационное расслоение жидкости в скважине. При этом за счет разности плотностей нефти и воды нефть в пласте также стремится подняться вверх, при этом создается избыточное давление. Если кровля пласта горизонтальна или имеет уклон в сторону скважины, то в скважину будет притекать нефть. Вода в процессе гравитационного разделения уходит в пласт. Если нефти достаточно в окружающей скважину пласте, то она может полностью заполнить скважину. Если кровля пласта имеет уклон от скважины, то приток нефти в скважину будет очень незначительный или его вообще не будет. [11]

3 этап. Спустя определенный промежуток времени включается насос. Если насос установлен так, что его прием оказывается в зоне всплывшей нефти, то он отбирает нефть, уровень снижается, ВНР поднимается. В зависимости от характеристики притока в скважину до приема насоса дойдет либо динамический уровень, либо ВНР, либо то и другое вместе. После этого останавливают насос. Происходит переход к 1 этапу. [11]

В зависимости от времени простоя скважины 2 этап может либо отсутствовать, либо присутствовать. Если он отсутствует, то средняя обводненность продукции, поднимаемой насосом на поверхность, будет равна обводненности продукции, поступающей из пласта. Если она присутствует, то за счет гравитационного противотока нефти из пласта в скважину, воды из скважины в пласт обводненность продукции на устье скважины может уменьшиться, теоретически вплоть до нуля. [11]

Чтобы реализовать схему с гравитационным замещением воды нефтью (так называемый «метод коротких подвесок»), необходимо установить:

1. В каких скважинах и при каких условиях может происходить переток флюидов?

2. Сколько времени потребуется на замещение воды нефтью в скважине?

В подборе режима работы УЭЦН время накопления менялось для различных объектов и составляло в среднем 23 сутки, 76 суток (при диапазоне 13...136 суток), и в диапазоне 12...32 суток. Явление гравитационного замещения воды нефтью характерно не для всех скважин. Поэтому рекомендуется производить выбор скважин и определять время простоя экспериментально. [11]

Очевидно, что для успешной реализации технологии безводной добычи с использованием гравитационного фактора время простоя должно быть достаточно длительным, чтобы проявился этап 2. Этап 1 с точки зрения снижения обводненности - бесполезная, так как в скважину происходит приток воды и нефти, и только в этапе 2 вода в некоторых скважинах может поглощаться обратно пластом. Поэтому необходимо знать время восстановления давления. Если оно превышает или равно времени остановки скважины, то при повторяющихся циклах не будет накопления нефти в стволе скважины, при откачках ее количество будет уменьшаться вплоть до нуля. [11]

### **2.3 Режим краткосрочной эксплуатации скважин**

Режим КЭС является видом периодической эксплуатации скважин, характеризующейся кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. При КЭС кратковременные циклы откачки (3-10 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10-60 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 (кратковременный) или S3 (повторно-кратковременный периодический) по ГОСТ Р 52776- 2007 [12]. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени экс-

плуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на приём насоса поступает пластовая вода с малым содержанием нефти, а затем - незначительно обводнённая нефть (рисунок 12). В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ ( $K_v = 40-80\%$ ) отсутствуют.

Ещё одним положительным качеством КЭС, является возможность изменять производительность УЭЦН в 4-5 раз без подъёма и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счёт изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ Р 52776-2007) [12], т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. Это позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надёжной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ отбор жидкости из скважины может быть сокращён, при уменьшении – увеличен. При таких величинах КВЧ, КЭС позволяет получить весьма значительные значения МРП.

Эксплуатация низкодебитных скважин в режиме КЭС проводится из-за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:

1. Повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;
2. Засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за большого размера проходных каналов;
3. Интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким протоком пластовой жидкости.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ( $>80 \text{ м}^3 / \text{сут}$ ), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики, в кратковременном режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче. Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5-20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины достаточного для накопления жидкости в скважине для

следующей откачки (40-120 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт.

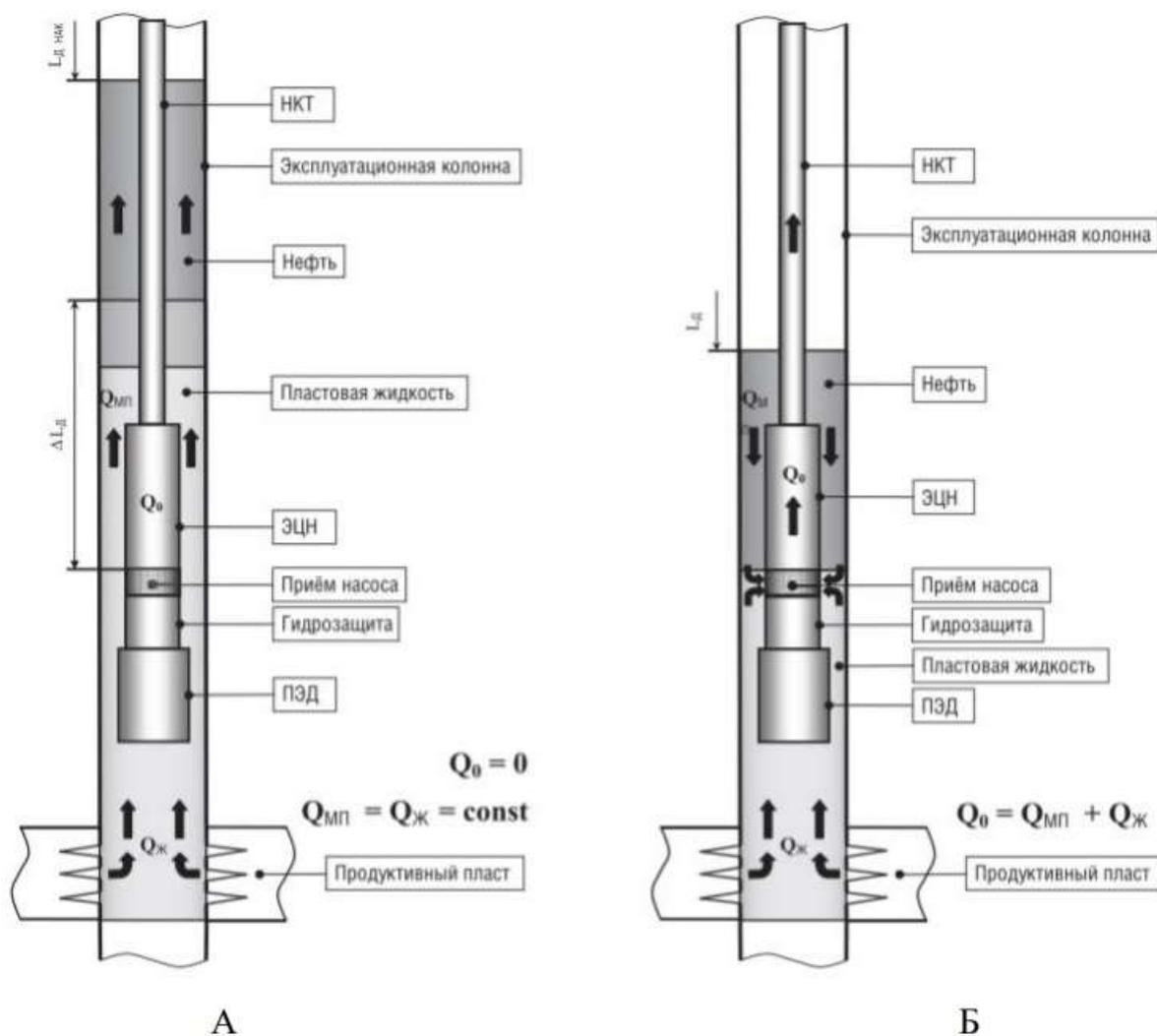


Рисунок 12 - Кратковременная эксплуатация скважин

А – накопление жидкости в скважине; Б – откачка жидкости из скважины

При эксплуатации скважин в режиме КЭС необходимо:

1. Использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском. При КЭС как правило не происходит снижения МРП оборудования за счет «мягкого» пуска, ЧРП позволяет устранить ударные пусковые перегрузки;

2. Применение высоко герметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;

3. Предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН. Возможно программирование СУ не только по времени откачки и накопления, но также и по значениям давления на приеме.

**Преимущества и недостатки режима КЭС.** В ходе практического внедрения режима КЭС был выявлен ряд преимуществ:

1. увеличились объемы добычи нефти на малодебитном фонде скважин;
2. сократилось потребление электроэнергии (работа с более высоким КПД установки, чем при постоянной эксплуатации ЭЦН вне рабочей зоны);
3. увеличился межремонтный период (МРП);
4. появилась возможность эксплуатации скважин, осложненных высокими значениями пластовой температуры, КВЧ и газового фактора;
5. снизилась вероятность отложения солей;
6. откачка жидкости с высокой скоростью при КЭС осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса. Поэтому снижается количество механических примесей попадающих в УЭЦН. [13]

К недостаткам метода можно отнести:

1. Низкая надежность клапанов на скважинах с высоким содержанием КВЧ;
2. Для определения обводненности, необходим метод «дробного» отбора проб, при этом методе пробы отбираются через равные промежутки времени в течение цикла откачки, что является трудоемкой задачей. [13]

### **Опыт применения краткосрочной эксплуатации в Западной Сибири**

Южно-Приобское месторождение нефти и газа характеризуется большим количеством осложнений, среди которых выделяются: большая глубина залегания продуктивного пласта, многопластовое строение залежи со сложным геологическим профилем, низкая проницаемость коллектора и его неоднородность, слабое влияние системы ППД, вынос механических примесей с высокой твердостью частиц и слабый приток жидкости. Добыча в подобных условиях существенно снижает эксплуатационную надежность и экономическую эффек-

тивность работы стандартного ГНО и вызывает необходимость поиска альтернативных путей добычи нефти. Компания «Борец» вошла в проект по разработке Южно - Приобского месторождения в числе последних, и ей достался самый сложный в эксплуатации фонд – скважины, где осложнения сильно затрудняют работу ЭЦН. Для испытания на скважинах ООО «Газпромнефть - Хантос», оборудованных УЭЦН, был выбран метод КЭС. Данный метод был опробован на скважинах с малым МРП, скважинах часто ремонтируемого и бездействующего фонда. Внедрение начато в июле 2010 года. [1]

Факторы, осложняющие механическую добычу, хорошо известны: повышенная обводненность, высокий газовый фактор, вынос механических примесей, АСПО и т.д. Все они препятствуют стабильной и эффективной работе ЭЦН, приводя к снижению МРП и дебита скважин и повышению эксплуатационных расходов, в частности затрат на ремонтные работы. С помощью внедрения метода КЭС можно добиться роста МРП и дебита, снижения эксплуатационных расходов, вовлечь в эксплуатацию часто ремонтируемый фонд и бездействующий фонд. Коэффициент эксплуатации фонда при использовании метода КЭС увеличивается, а издержки на добычу 1 м<sup>3</sup> нефти снижаются. [1]

Скважина № 19468/82 Южно - Приобского месторождения эксплуатировалась в постоянном режиме, затем была переведена на режим КЭС с применением насоса большей производительности. При этом удалось добиться впечатляющих результатов. Если суммарный суточный дебит жидкости до внедрения режима КЭС составлял 1,8 м<sup>3</sup>/сут, после внедрения мы получили порядка 8,0 м<sup>3</sup>/сут. Удельное потребление энергии снизилось в два раза – с 43 до 21 кВт·ч/м<sup>3</sup>. При этом неэффективное и эффективное время работы установки распределилось в соотношении 32% и 68% (рисунки 13-14). [1]

После запуска установки в режиме КЭС она откачивает жидкость практически до приема насоса, затем происходит отключение установки по данным ТМС о давлении и температуре. Далее идет процесс накопления и восстановления забойного давления, после этого – снова включение и цикл повторяется. Установка работает 20 мин, примерно 40 мин происходит накопление скважи-

ны, то есть один цикл длится около часа, следовательно, работа насоса состоит из 24 циклов в сутки. [1]

По состоянию на начало 2011 года в «Газпромнефть - Хантос» в фонд КЭС переведено 47 скважин. Средний прирост нефти составил 2,7 т на скважину, экономия электроэнергии – порядка 58%. Также существенно вырос коэффициент эксплуатации скважин. [1]

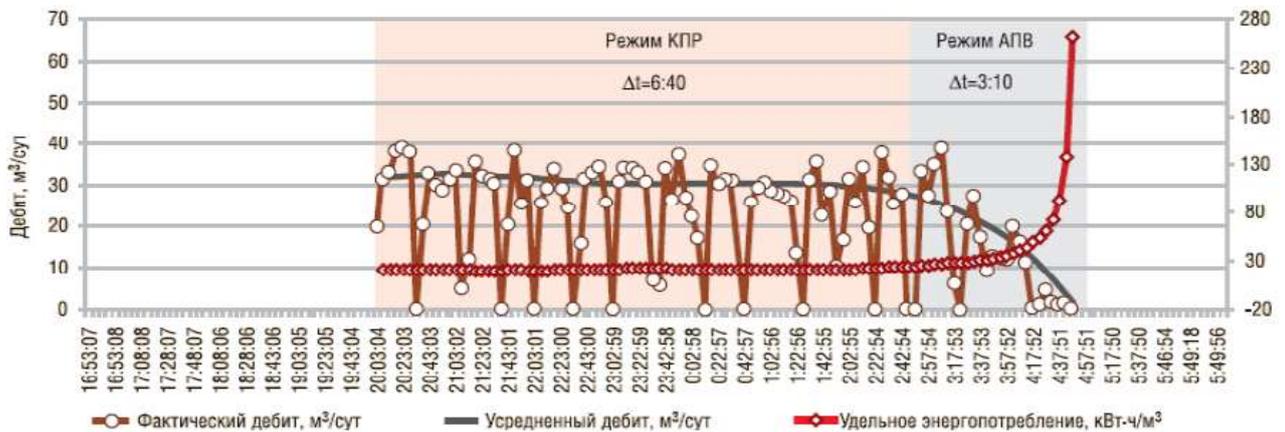


Рисунок 13 - Алгоритм работы установки электрического центробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации



Рисунок 14 - Эффективное и неэффективное время работы установки электроцентробежного насоса

## **2.4 Повышение ресурса установки электроцентробежного насоса для малodeбитных скважин**

Малodeбитный фонд – это такое же осложнение, как и высокая температура пластовой жидкости, солеотложение на рабочих органах ЭЦН, высокое содержание механических примесей. Его наработка ниже, чем у среднедебитного и высокодебитного фонда, связано это с тем, что ЭЦН работает у границ левой зоны НРХ с низким значением КПД, вследствие чего происходит нагрев жидкости над приемом насоса и снижение ресурса электрической части погружной установки. Также при работе ЭЦН с низкой производительностью рабочее колесо с большей силой прижимается к направляющему аппарату, вследствие чего происходит более интенсивный износ опорных шайб рабочего колеса и снижается ресурс ЭЦН. [14]

Увеличение эффективности эксплуатации малodeбитного фонда УЭЦН возможно по следующим направлениям:

1. Увеличение конструкционной надёжности погружного оборудования. Такое оборудование можно разделить на две группы:
  - а. Высокотемпературное, например: компаундированные и теплоненагруженные электродвигатели, термовставки для кабельных линий;
  - б. Износостойкое оборудование для скважин с высоким содержанием твёрдых механических примесей (более 1000 мг/л), например: модуль-фильтр входной МФВ5 и 5А габарита; модуль входной перепускной МВПВ5 и 5А габаритов, позволяющий продолжать работу УЭЦН в случае полного засорения фильтра; износостойкий ЭЦН с пакетной схемой сборки рабочих ступеней. [14]
2. Внедрение организационных решений;
3. Поиск альтернативного УЭЦН оборудования. [14]

Повышенное содержание механических примесей в добываемой продукции и интенсивное отложение солей зачастую приводит к заклиниванию рабочих органов ЭЦН. Наличие в составе станций управления УЭЦН преобразователей частоты и программируемого контроллера позволяет осуществлять при КЭС «расклинивание» ЭЦН с использованием нескольких различных режимов

и продолжать эксплуатацию скважин без простоев и подъема добывающего оборудования. При этом откачка жидкости при КЭС осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса, поэтому работа установок не сопровождается увеличением выноса механических примесей. Таким образом, при кратковременной эксплуатации УЭЦН большой производительности есть возможность существенно снизить воздействие солеотложений и механических примесей. [15]

Таким образом, при кратковременной эксплуатации УЭЦН большой производительности есть возможность существенно снизить воздействие солеотложений и механических примесей. [15]

Однако наибольшее распространение имеют химические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов. Они позволяют обеспечить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения на всем пути движения водонефтяной смеси. Возможно производить закачку ингибитора через систему ППД или устанавливать глубинные или устьевые дозаторы с контейнерами. [16]

Существует проблема коррозионного воздействия ингибитора на внутрискважинное оборудование и обсадную колонну, химическое взаимодействие с нефтью и эмульсией. Кроме того, в условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), так и высокую термостабильность, т.к. температура на приеме УЭЦН может достигать  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Ингибиторы солеотложения должны также хорошо перекачиваться в условиях низких температур. [16]

В настоящее время существует широкий спектр ингибиторов солеотложений. Опыт применения этих ингибиторов на месторождения Западной Сибири показывает их эффективность даже при небольших концентрациях - от 10-20 г/т попутной воды. [16]

Основной технологией предупреждения солеотложения является подача ингибитора через затрубное пространство при помощи устьевого дозирующего устройства (рисунок 15) на прием насоса. [16]

Используемые ингибиторы представляют собой многокомпонентные смеси. Основное действующее вещество, входящее в состав торговых марок, подразделяют на три типа в зависимости от механизма их действия на солеобразующие компоненты:

1. Хелатного действия;
2. «Порогового» действия;
3. Кристаллоразрушающие ингибиторы. [16]



Рисунок 15 - Устьевого дозирующее устройство

Хелатообразователи действуют на микроуровне. Их основная задача связать осадкообразующие катионы в водорастворимые комплексы и удержать в общем потоке. Исходя из механизма действия таких ингибиторов солеотложения понятно, что их эффективность находится в прямой зависимости от состава вещества, а экономическая целесообразность применения зависит от ми-

нерализации воды, точнее, от исходного содержания осадкообразующих катионов. [16]

«Пороговые» ингибиторы солеобразования химически взаимодействуют с центрами кристаллизации и значительно снижают скорость роста кристаллов. Эти ингибиторы солеобразования эффективно подавляют образование минеральных отложений при концентрациях примерно в 1000 раз меньших, что позволяет значительно сократить затраты на обработку. Ингибиторы солеотложения «порогового» действия действуют на макроуровне, обволакивая уже образовавшиеся микрокристаллы и гидрофилизируя их. Такие микрокристаллы не могут адсорбироваться на стенках оборудования и трубопроводов, а также слипаться между собой. [16]

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, но видоизменяют форму кристаллов. В настоящее время ингибиторы этого типа, как однокомпонентные реагенты практически не используются из-за относительно низкого защитного эффекта (около 60 %), однако входят в состав ингибиторных композиций, используемых в технологии задавки в пласт.

Актуальным методом борьбы с солеотложениями является дозирование реагента в затрубное пространство. [16]

### **3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Ухудшение структуры запасов нефти, регистрируемое в последнее десятилетие, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В результате, сокращается межремонтный период стандартного нефтедобывающего оборудования, увеличиваются затраты на изготовление оборудования специального исполнения. [19]

В осложненных условиях рентабельная эксплуатация добывающих нефтяных скважин невозможна без реализации методов, позволяющих максимально снизить влияние наиболее негативных осложняющих факторов. В то же время, на сегодняшний день не существует универсального инструмента, позволяющего комплексно воздействовать на наиболее значимые из них. Все известные методы ориентированы на нейтрализацию негативного влияния лишь одного осложняющего фактора. Во многих случаях, нейтрализация негативных последствий одного осложнения влечет за собой усиление влияния другого. [19]

Способ кратковременной - периодической эксплуатации скважин (КПЭС) обладает стратегическим для нефтедобывающих стран достоинством. Оно заключается в возможности быстрого и значительного снижения объёмов добычи нефти в кризисных ситуациях и последующем возврате к прежним объёмам добычи без ущерба для разработки месторождений и без значительных затрат. [19]

С позиций экономики, при незначительном увеличении стоимости добывающего оборудования, КПЭС позволяет увеличить объёмы добычи нефти на 10 - 15%, увеличить межремонтный период скважинного оборудования (МРП) в 1,5 - 2 раза, сократить энергопотребление в 2 - 3 раза. [19]

Логическая цепь технических решений при кратковременной - периодической эксплуатации скважин выглядит следующим образом:

1. Значительное падение объёмов добычи нефти, свойственное прототипу, при кратковременной - периодической эксплуатации скважин сокращают,

уменьшив продолжительность периода эксплуатации скважин. Но при этом сокращается МРП и срок службы оборудования за счет увеличения частоты воздействия ударных пусковых перегрузок и, как следствие, уменьшается рентабельность добычи нефти;

2. МРП увеличивают, устранив ударные пусковые перегрузки за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи ПЧ. Но СУ с ПЧ имеют высокую стоимость, что снижает рентабельность добычи нефти;

3. Увеличение стоимости комплекта оборудования при введении в его состав дорогостоящих СУ с ПЧ компенсируют за счет снижения габаритов и соответственно стоимости оборудования путем увеличения частоты переменного тока и соответствующего увеличения скорости вращения УЭЦН. Но при этом снижается МРП за счет увеличения скорости износа ЭЦН, что влечет за собой снижение рентабельности добычи нефти;

4. Увеличение МРП по износу насоса за счет сокращения продолжительности включения УЭЦН при кратковременной - периодической эксплуатации скважин позволяет с избытком компенсировать уменьшение МРП за счет ускорения износа ЭЦН при увеличении скорости его вращения. [17]

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно действующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. [17]

С учетом того, что при кратковременной - периодической 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. [17]

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен:  $2,05 \div 4,2$ . [17]

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в  $1,4 \div 2,8$  раза. При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать  $\phi \geq 0,99$ , т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%. [17]

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. 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. [17]

Кратковременная - периодическая эксплуатация скважин позволяет увеличить объемы добычи нефти, увеличить МРП, обеспечить минимальный расход электроэнергии и незначительное повышение стоимости оборудования. [17]

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин проявляется положительный эффект, оказываемый совокупностью технических решений на повышение МРП и срока службы оборудования, а также на сокращение расхода электроэнергии, превосходит результат влияния на них каждого из технических решений в отдельности. [17]

Сокращение потребления электроэнергии при кратковременной - периодической эксплуатации скважин позволяет ежегодно экономить по 100-150 тыс. рублей на каждой скважине. Широкомасштабное внедрение кратковременной периодической работы скважин в крупных нефтяных компаниях позволит получить экономию от сокращения потребления электроэнергии в миллионы, и даже десятки миллионов долларов в год. [17]

Гораздо больший экономический эффект можно получить за счет увеличения объемов добычи нефти. Добиться увеличения объемов добычи в среднем на 10-15 % путем согласования параметров системы «нефтяной пласт - скважина - насосная установка» позволяет применение при кратковременной - периодической эксплуатации, так же, как и при непрерывной эксплуатации скважин, регулируемого привода на основе ПЧ. Но в отличие от непрерывной эксплуата-

ции при кратковременной - периодической эксплуатации удастся оптимизировать всю систему и работу ее отдельных элементов полностью в широком диапазоне изменения условий эксплуатации скважин. [17]

Оптимизировать при кратковременной - периодической эксплуатации скважин удастся не только энергетические параметры всех видов оборудования, но и режимы работы. Причем, не только непосредственно при эксплуатации, но и при освоении скважин. В результате этого при кратковременной - периодической эксплуатации достигаются лучшие для всех способов механизированной добычи нефти энергетические параметры и показатели надежности. [18]

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-  
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7Г1	Зайцев Иван Дмитриевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет удельных затрат на электроэнергию, при периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы времени на выполнение периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса и после.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение комплекса работ по проведению мероприятия</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выявление, эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин</i>

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

<i>1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности вариантов эксплуатации</i>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.04.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОСГН	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		29.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7Г1	Зайцев Иван Дмитриевич		29.04.2022

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности метода краткосрочной эксплуатации скважин. Проведем анализ конкурентоспособности технических решений, SWOT-анализ, планирование работ и рассчитан бюджет затрат. Произведем расчет экономической эффективности разных способов эксплуатации скважины:

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Непрерывная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса
	Современные подходы к разработке
	Увеличение добычи ресурса

В таблице 4 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 4 –Цель и результаты проект

<u>Цель проекта:</u>	Повышение эффективности механизированной добычи нефти из малодобитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Проведения операции по дополнительной добыче нефти
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
<u>Требование:</u>	
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации

<u>екта:</u>	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже
--------------	---

#### 4.2 Анализ конкурентных технических решений

Для успешного внедрения научной разработки необходимо изучить преимущества и недостатки конкурирующих методов эксплуатации скважин:

1. Непрерывная эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) с нерегулируемым приводом - НЭС;
2. Периодическая эксплуатация скважины УЭЦН - ПЭС;
3. Кратковременная эксплуатация скважины УЭЦН - КЭС.

Сведем имеющиеся данные по разным методам эксплуатации скважин в таблицу 5. Произведем оценку по 5-ти бальной шкале, где 5 – наилучший показатель данного критерия, а 1 – наихудший.

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных методов эксплуатации скважин

Критерии оценки	Вес критерии	Баллы			Конкурентоспособность		
		НЭС	ПЭС	КЭС	Кнэс	Кпэс	Ккэс
Безопасность	0,3	3	3	4	0,9	0,9	1,2
Энергоэффективность	0,5	2	4	5	1	2	2,5
Стоимость оборудования	0,2	4	3	2	0,8	0,6	0,4
Итого	1				2,7	3,5	4,1

Как видно из результатов расчета, представленных в таблице, несмотря на довольно высокую стоимость оборудования, удельный расход электроэнергии является очень низким. А это означает, что данный способ эксплуатации является наиболее экономически выгодным, поскольку затраты на электроэнергию являются наиболее существенными в себестоимости нефти. Для наглядности представим полученные расчетные значения конкурентоспособности в виде рисунка (рисунок 16).



Рисунок 16 – Сравнение конкурентных методов эксплуатации скважин

Рисунок показывает, что КЭС имеет преимущество по таким показателям, как энергоэффективность и безопасность, но уступает конкурентам из-за высокой стоимости оборудования.

#### 4.3 SWOT-анализ

В предыдущей части мы выяснили, что метод КЭС является наиболее подходящим методом эксплуатации малодебитных скважин. Проведем SWOT анализ. SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делается вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта.

В предыдущей части мы выяснили, что метод КЭС является наиболее подходящим методом эксплуатации малодебитных скважин. Проведем SWOT анализ.

SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании

анализы делают вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта.

Таблица 6 – Первый этап SWOT анализа

<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Высокая энергоэффективность</p> <p>С2. Высокая безопасность</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Высокая стоимость оборудования</p> <p>Сл2. Недоверие со стороны предприятий</p> <p>Сл3. Большое количество конкурентов</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Дополнительная добыча нефти выше на 10-25%</p> <p>В2. Вовлечение в использование малодебитных и осложненных скважин</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В4. Сокращение численности безработных</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Плохая разработанность методики может вызывать аварии</p> <p>У2. Снижение производительности труда</p>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «-». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 7 –10.

Таблица 7 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

		<b>Сильные стороны проекта</b>			
		C1	C2	C3	C4
<b>Возможности проекта</b>	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 8 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

		<b>Слабые стороны проекта</b>			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
<b>Возможности проекта</b>	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-

	B4	-	-	-	-
--	----	---	---	---	---

Таблица 9 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

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

Таблица 10 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 11.

Таблица 11 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</b>            С1. Высокая энергоэффективность            С2. Высокая безопасность            С3. Экологичность технологии изготовления            С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</b>            Сл1. Высокая стоимость оборудования            Сл2. Недоверие со стороны предприятий            Сл3. Большое количество конкурентов            Сл4. Вероятность получения брака</p>
<p><b>Возможности</b>            В1. Дополнительная добыча нефти выше на 10-25%            В2. Вовлечение в использование малодебитных и осложненных скважин            В3. Повышение стоимости конкурентных разработок            В4. Сокращение численности безработных</p>	<p><b>Направления развития</b>            В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.            В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области.            В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b>            В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>
<b>Угрозы</b>	<b>Угрозы развития</b>	<b>Уязвимости:</b>

У1. Плохая разработанность методики может вызывать аварии У2. Снижение производительности труда	У1С2.Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов. У2С2.Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.	У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.
--	---	---

Из матрицы SWOT видно, что необходимо сделать упор на такие сильные стороны, как безопасность и энергоэффективность метода, так как именно эти сильные стороны проекта связаны с наибольшим количеством возможностей. Что касается слабых стороны, необходимо обратить внимание на технологические исследования и активное продвижение проекта, в том числе и через научно-практические издания. Работа над этими недостатками позволит повысить конкурентоспособность, уменьшить влияние внешних угроз на проект.

#### **4.4 Планирование научно-технического исследования**

##### **4.4.1 Структура научно-технического исследования**

Для реализации проекта по научно-техническому исследованию КЭС предполагается выполнить ряд работ: – определение структуры работ в рамках научного исследования; – определение участников каждой работы; – установление продолжительности работ; – построение графика проведения научных исследований. Указанные работы с распределением исполнителей приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень работ и распределение исполнителей

№ этапа работы	Наименование работы	Исполнители работы
1. Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Консультант, инженер
2. Выбор направления исследования	Планирование методики проведения исследования Календарное планирование работ	Консультант, инженер
3. Теоретические исследования	Проведение теоретических исследований, изучение литературы Расчет параметров и характеристик методов ПЭС и	Инженер

	КЭС	
4. Обобщение и оценка результатов	Проведение практического расчета энергоэффективности методов Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
5. Оформление отчета	Оформление расчетов Составление пояснительной записки	Инженер

#### 4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где –  $T_{pi}$  продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.- дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.4.3 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Построим наглядный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. График представлен на рисунке 17. Для удобства построения

графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведем в календарные дни и занесем данные в таблицу 13. Для этого воспользуемся следующей формулой:  $T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$ ,

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности. Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2019 году 365 календарных дней, 299 рабочих дней, 66 выходных/праздничных дней. Рассчитаем коэффициент календарности:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году ( $T_{\text{КАЛ}} = 365$ );

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Таблица показывает распределение трудоемкости проекта.

Таблица 13 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ, чел-дни			Длительность работ, дни	
		$t_{\text{min}}$	$t_{\text{max}}$	$t_{\text{ож}}$	$T_{\text{р}}$	$T_{\text{к}}$
1. Разработка технического задания	Консультант, инженер	20	25	17	25	25
2. Выбор направления исследования	Консультант, инженер	10	15	12	10	10
3. Теоретические исследования	Инженер	25	30	27	30	30
4. Обобщение и оценка результатов	Инженер	15	20	17	20	20
5. Оформление отчета	Инженер	20	25	22	25	25

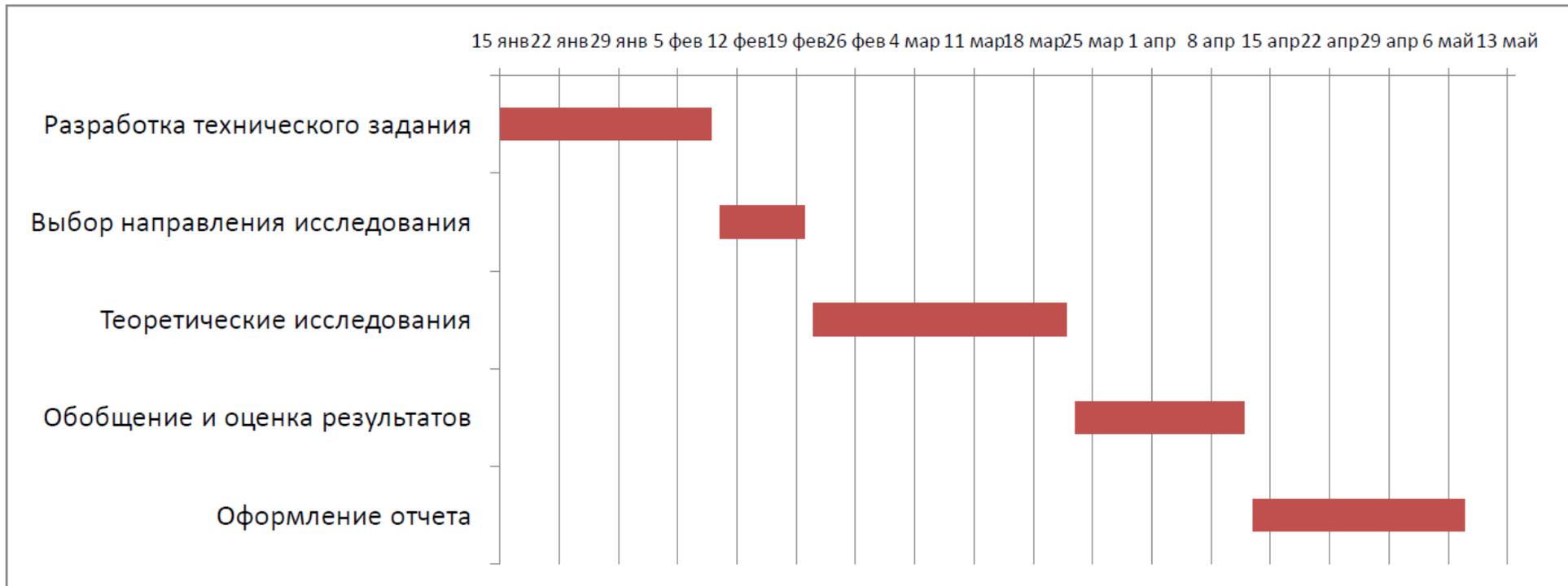


Рисунок 17 – Диаграмма Ганта

## 4.5 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ обеспечиваем полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используем следующие группировки по статьям:

1. материальные затраты НТИ;
2. амортизационные отчисления;
3. основная заработная плата исполнителей темы;
4. дополнительная заработная плата исполнителей темы;
5. накладные расходы.

### 4.5.1 Материальные затраты

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ. В таблице 14 представлены стоимость материалов, используемых при исследовании.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование	Кол-во	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
Чернила для принтера, 500 мл	1	1000	1000
Офисная бумага, упак. 500 листов	1	350	350
Тетрадь общая, 48 л.	1	70	70
Шариковая ручка	3	40	120
<b>ИТОГО</b>			<b>1540</b>

### 4.5.2 Амортизационные отчисления

Произведем расчет амортизации персонального компьютера с начальной стоимостью 30 тыс. руб. Срок использования ПК примем равным 6 месяцев. Срок службы компьютера примем равным 3 годам. Тогда:

Норма амортизации:

$$A_n = \frac{1}{n} * 100\% = \frac{1}{3} * 100\% = 33,33\%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_g = 30000 * 0,33 = 10000 \text{ рублей}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{10000}{12} = 830 \text{ рублей}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A=830*4=3333 \text{ рублей}$$

### 4.5.3 Заработная плата исполнителей

Оклад старшего преподавателя в НИ ТПУ составляет 26050 руб., оклад инженера 23100 руб.

В данном пункте рассчитываем основную заработную плату работников участвующих в выполнении работ по данной теме.

Затраты на заработную плату:

$$Зп=Зосн+Здоп$$

Зосн – основная заработная плата, руб.

Здоп – дополнительная заработная плата, руб.

Заработная плата основная:

$$Зосн = Здн*Тр*(1+Кпр+Кд)*Кр$$

Здн – среднедневная заработная плата, руб.

Кпр – премиальный коэффициент (0,3);

Кд – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

Кр – районный коэффициент (для Томска 1,3);

Тр – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни

Среднедневная заработная плата:

$$Здн = \frac{Зм*M}{Fд}$$

Зм–оклад работника за месяц, руб.

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года. Для преподавателя отпуск составляет 58 дней, следовательно М = 10,1

Фд – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб.дн. В 2020 году количество рабочих дней по 6-дневной неделе без учета больничных составляет 313 дней. А с учетом отпуска (58 дней) действительный годовой фонд рабочего времени составит 255 рабочих дней.

Рассчитаем среднедневную заработную плату для инженера и консультанта, данные внесем в таблицу 15:

$$З_{\text{дн\_конс.}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}} = \frac{26050 * 10,1}{255} = 1031,78 \text{ рублей}$$

$$З_{\text{дн\_конс.}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}} = \frac{23100 * 10,1}{255} = 914,94 \text{ рублей}$$

Полученные значения сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Здн, руб.	Кпр	Кд	Кр	Гр	Зосн
Инженер	1031,8	0,05	0,05	1,3	110	147544,54
Консультант	914,94	0,05	0,05	1,3	9	10704,798
Итого						158249,34

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы, данные внесем в таблицу 16. Расчет дополнительной заработной платы исполнителей:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 * З_{\text{осн}}$$

Расчет отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

Рассчитаем накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 * (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}).$$

Полученные значения сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчетам дополнительной заработной платы, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы

Исполнитель	Здоп, руб.	Звнеб, руб.	Знакл, руб.
Инженер	17705,345	49574,9654	
Консультант	1284,5758	3596,81213	
Итог	18989,921	53 171,78	47799,0458

В результате расчетов получили суммы дополнительной заработной платы, отчисления в страховые фонды и накладные расходы. Сумма указанных затрат составляет 119961 руб.

#### 4.5.4 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{пр}},$$

где  $k_{\text{пр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Распишем накладные затраты по элементам:

Таблица 17 – Накладные затраты

Наименование элемента	Затраты
Оплата за водоснабжение	20000
Печать и ксерокопирование материалов исследования	10000 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	7799, 0458 руб.

#### 4.5.5 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку. Данные бюджета затрат НИИ приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Бюджет затрат

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	1540	1%
Затраты на амортизацию	3 333	2%
Затраты на основную заработную плату	158249,338	60%

Затраты на дополнительную заработную плату	18989,9206	6%
Страховые взносы	53 171,78	16%
Накладные расходы	47799,0458	15%
Общий бюджет	283 083	100%

#### **4.6 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В данном разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения проведения научно-исследовательской работы на тему подбора наиболее эффективного метода эксплуатации малодебитных скважин. В ходе расчета было выявлено, что по сравнению с конкурентами метод краткосрочной эксплуатации скважин обладает многими преимуществами, основным из которых является низкое удельное потребление электроэнергии. Но данный метод имеет и слабые стороны, и происходящие из них угрозы.

1. Как видно из результатов расчета, представленных в таблице, несмотря на довольно высокую стоимость оборудования, удельный расход электроэнергии является очень низким. А это означает, что данный способ эксплуатации является наиболее экономически выгодным, поскольку затраты на электроэнергию являются наиболее существенными в себестоимости нефти.

2. В ходе SWOT-анализа выявлены две сильные стороны: высокая энергоэффективность и высокая безопасность. Так же были обнаружены и слабые стороны, над которыми придется работать, что бы повысить успех проекта. У проекта большие возможности при использовании КЭС, увеличение добычи нефти и использования осложненных скважин. Не стоит забывать про угрозы, если плохо разработать методику эксплуатацию может пострадать эффективность труда.

3. Проведен расчет заработной платы исполнителей. У инженера основная заработная плата составила 147544,54 руб, и дополнительная 17705,345 руб. У консультанта основная заработная плата вышла равной 10704,798 руб, и дополнительная 1284,5758 руб. Инженер принимал участия на всех этапах проекта, а консультант всего на двух.

4. Проведен расчет бюджета на проведение научно-исследовательской работы. Посчитаны материальные затраты и затраты на амортизацию оборудования, заработная плата с отчислениями и накладными расходами. Общий бюд-

жет составил 283 083 руб. При этом больше половины средств уйдет на оплату труда. В заключении данного раздела видно, что выбранный метод эксплуатации является выгодным вариантом, так как она дает возможность увеличению добычи нефти, увеличивает энергоэффективность, удовлетворяет минимуму затрат как финансовых, так и трудовых ресурсов, что было описано и проанализировано в данном разделе. Поэтому выбранный метод эксплуатации является хорошим вариантом внедрения на месторождения, где присутствуют малодебитные скважины. [20]

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г1		Зайцев Иван Дмитриевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа»

Тема ВКР:

<i>Повышение эффективности механизированной добычи нефти из малодобитных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири</i>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p><i>Объект исследования <u>малодобитные скважины Западной Сибири.</u></i></p> <p><i>Область применения <u>кустовая площадка, нефтедобывающие объекты.</u></i></p> <p><i>Рабочая зона: <u>полевые условия.</u></i></p> <p><i>Климатическая зона: <u>континентальная.</u></i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны <u>здвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура, агрегат.</u></i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне <u>кустовых площадок</u></i></p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>ГОСТ Р 58869-2020 Горное дело. Метод направленного гидроразрыва кровли горных пород в угольных шахтах;</i></li> <li>2. <i>№ 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации (ред. от 1 марта 2022 года);</i></li> <li>3. <i>ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования;</i></li> <li>4. <i>ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования;</i></li> <li>5. <i>ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия</i></li> </ol>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации</b>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей климата на открытом воздухе</li> <li>– загрязнение воздушной среды в зоне дыхания;</li> <li>– шум;</li> <li>– вибрация;</li> <li>– повышенная запыленность рабочей зоны</li> <li>– освещенность;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся части механизмов;</li> <li>– работа с сосудами под давлением;</li> <li>– химические вещества.</li> <li>– электрический ток;</li> </ul>

	– неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спец-одежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	Воздействие на селитебную зону: <u>химическое загрязнение, СЗЗ - 120 м</u> Воздействие на литосферу: <u>радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия ГРП, утилизация отработавшего оборудования</u> Воздействие на гидросферу: <u>ухудшение качества подземных вод при утечке материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека</u> Воздействие на атмосферу: <u>загрязнение воздуха утечкой углеводородов через сальниковые уплотнения</u>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	Возможные ЧС: <u>природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо;</u> <u>Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение;</u> <u>Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;</u> <u>Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик</u> Наиболее типичная ЧС <u>пожары и взрывы</u>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
29.04.2022	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			29.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Зайцев Иван Дмитриевич		29.04.2022

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования является промысловые нефтепроводы, предназначенные для сбора и транспортировки продуктов из скважины. Рабочим местом является кустовая площадка на месторождении. Климат температурой воздуха; относительной влажностью воздуха. При эксплуатации средств защиты могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды на человека. Оказывается, негативное воздействие на природу. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

В разделе «Социальная ответственность» глубоко проанализированы вопросы производственной безопасности (вредные факторы, опасные факторы), аспекты экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также приводится комплекс правовых и организационных мероприятий, направленных на повышение безопасности.

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

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры климата, температуры, перемещения воздушных масс на рабочем месте соответствуют ГОСТ 30494-2011 [1].

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлине-

ние продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ [2]. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междуменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в дей-

стве. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования ФЗ №90 и учитывает переработку рабочего времени [3].

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомен-

дуются чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

## **5.2 Производственная безопасность**

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [4] по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с использованием недр:

- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами
- лиц, имеющих соответствующее специальное образование;
- обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[9]	Нормативные документы
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Повышенная запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Превышение уровня шума и вибрации	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Освещенность	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Работа с сосудами под давлением	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
Химические вещества	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования. ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий.

### 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### 5.3.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами соответствуют времени года.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 20).

Таблица 20 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной

теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении полимерного раствора сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

### **5.3.2 Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания**

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов ( $C_1-C_{10}$ ) и сероводорода ( $H_2S$ ) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 21 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [].

Таблица 21 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

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

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

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

### **5.3.3 Повышенная запыленность рабочей зоны**

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов. Для защиты глаз от песка необходимы очки.

### **5.3.4 Превышение уровня шума и вибрации**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **5.3.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011).

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

### **5.3.6 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

В процессе строительно-монтажных работ наиболее вероятным несчастным случаем является травмированные работников движущимися частями и механизмами техники, падения на человека грузов. Наибольшую опасность несет эксплуатация тяжелой грузоподъемной техники. Падение грузов на человека, попадание конечностей в движущиеся части грозит серьезной травмой вплоть до летального исхода.

Согласно СНиП 12-03-2001 на строительно-монтажные работы с использованием грузоподъемной техники должен оформляться наряд допуск. При проведении строительно-монтажных работ, независимо от наличия вредных и опасных факторов, необходимо всегда использовать средства индивидуальной защиты, такие как: защитная каска, защитные очки, защитный костюм (роба), специальная обувь, защитные перчатки.

Для дополнительной защиты от данного опасного фактора необходимо использовать сигнальные жилеты. При использовании спецодежды необходимо следить за тем, чтобы одежда не имела свободно двигающихся частей, которые могли бы зацепиться за движущиеся механизмы.

Также для защиты от данного фактора необходимо использовать ограждение и предупреждающие вывески.

### **5.3.7 Работа с сосудами под давлением**

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка полимерного раствора осуществляется под давлением 20-22 МПа. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт.

Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью. Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **5.3.8 Химические вещества**

При полимерном заводнении (ПЗ) наиболее часто используют полиакриламид (ПАА). При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей.

Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника.

### **5.3.9 Электрический ток**

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО).

Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения. Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение. Также проводят инструктажи для сотрудников организации.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

#### **5.3.9.1 Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов**

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

### **5.4 Экологическая безопасность**

#### *Влияние на селитебную зону*

При добыче нефти проявляются другие органические и неорганические соединения. В связи с чем возможно химическое заражение селитебной зоны при возникновении аварии.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона,
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.

#### *Загрязнение гидросферы*

Современная технология крепления скважин в процессе бурения несовершенна и не обеспечивает надёжного разобщения пластов за обсадной колонной. По этой причине, происходят перетоки флюидов из высоконапорных пластов в низконапорные, т.е. чаще всего снизу-вверх. В итоге резко ухудшается качество всей гидросферы.

Основной мерой предотвращения загрязнения пресных вод продукцией добывающих скважин на нефтяных промыслах является использование закрытой, полностью герметизированной системы сбора, первичной обработки и транспорта всей продукции, включая нефть, газ и попутную воду.

Важным мероприятием служит полная утилизация всех попутных вод путем закачки их в нефтеносные пласты или в глубокие поглощающие горизонты.

Важным мероприятием по предотвращению истощения пресноводных горизонтов является использование соленых вод более глубоких горизонтов для технического водоснабжения буровых и для заводнения нефтяных пластов.

#### *Влияние на атмосферу*

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов емкостей, устанавливаются непримерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

#### *Влияние на литосферу*

Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты (ГСМ), проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреактивов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием колонного пространства;

- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти.
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

### **5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- замыкание в электрической сети;
- пожары, взрывы.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить травмы и даже летальный исход.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению людей, удостоверившись в собственной безопасности.

## **5.6 Выводы по разделу «Социальная ответственность»**

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При выравнивании профиля приемистости происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;
- норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов;
- категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;
- Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав принципы работы периодической и кратковременной эксплуатации на малодебитных скважинах оборудованных установками электроцентробежного насоса можно сделать вывод, что внедрение в промышленную практику позволит увеличить добычу нефти на 10-15%, в 1,5-2 раза увеличить межремонтный период, сократить расходы на электроэнергию в 2-3 раза.

На примере Южно-Приобского месторождения наглядно увидели положительную динамику извлечения нефти с 1,8 м<sup>3</sup>/сут. до 8 м<sup>3</sup>/сут., при снижении потребления удельной электроэнергии в 2 раза.

Кратковременно-периодическая эксплуатация является практически единственным решением таких проблем как: отложение солей на рабочих колесах ЭЦН, отложение асфальтосмолопарафа на стенках НКТ, выносом механических примесей, интенсивной коррозией, перегревом погружного оборудования, высоким газовым фактором, повышенным обводнением продукции.

По предварительным оценкам, в России в настоящее время около трети скважин можно эксплуатировать методом периодической эксплуатации.

Учитывая современные тенденции ухудшения структуры запасов нефти, через некоторое время можно ожидать, что половина от общего количества скважин в нашей стране будет эксплуатироваться в периодическом режиме, а более половины всей нефти в России будет производиться из них.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дудин Е. Ю. / Магистерская диссертация на тему: Выбор и обоснование оптимальных показателей работы установок электроцентробежного насоса, в режиме периодической эксплуатации на месторождениях России [электронный ресурс] URL: <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/53930/1/TPU714643.pdf>
2. Насыров А. М. / Осложненные условия разработки и эксплуатации нефтяных месторождений [электронный ресурс] URL: <https://e-learning.udsu.ru/course/info.php?id=756>
3. Асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) [электронный ресурс] URL: <https://poisk-ru.ru/s33361t21.html>
4. Причины и условия отложения неорганических солей [электронный ресурс] URL: [http://www.corrosion.su/the\\_reasons\\_and\\_conditions\\_of\\_adjournment\\_of\\_inorganic\\_salts.php](http://www.corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts.php)
5. Осложняющие факторы при добычи нефти [электронный ресурс] URL: <https://mybiblioteka.su/tom3/4-31349.html>
6. Образование нефтяных эмульсий [электронный ресурс] URL: [https://studbooks.net/1611400/tovarovedenie/obrazovanie\\_neftyanyh\\_emulsiy](https://studbooks.net/1611400/tovarovedenie/obrazovanie_neftyanyh_emulsiy)
7. Смольников С. В. / Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками, Москва 2015.
8. В.Е. Пудакова, В.Г. Афанасенко, А.В. Рубцов / Гидратообразование в нефтегазовой отрасли и методы борьбы с ними.
9. Потапов А.В. Инструкция по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН. - Томск: 2010.
10. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН // Neftegaz.ru. – 2015

11. Зиякаев З. Н. / Диссертация на тему: Повышение эффективности эксплуатации и сбора продукции малодебитных скважин.
12. ГОСТ Р 52776- 2007 Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики.
13. Корабельников М.И., Джунибеков М.Ш. Анализ и пути повышения эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин в кризисных условиях.
14. Кириченко В.В. / УЭЦН для малодебитного фонда скважин
15. Гребенников И. М. / Работа установки погружных электроцентробежных насосов в кратковременном периодическом режиме — эффективная технология добычи нефти.
16. Ишмуратов Ф. Г. / Полисахариды: Получение и влияние на ингибирование солеотложения и газогидратообразования.
17. Ивановский В.Н. Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добывных возможностей с помощью частотных преобразователей. Доклад на XII Всероссийской технической конференции «Производство и эксплуатация УЭЦН». Альметьевск, 2004.
18. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования. Территория Нефтегаз. № 6, 2005
19. Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2008», Москва, 2 - 4 апреля 2008 года.
20. Гасанов М. А. о. Методические указания по выполнению раздела «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».
21. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.

22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
26. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
27. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
28. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
29. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
30. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
31. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
32. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
33. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.
34. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
35. Приказ Ростехнадзора №471 Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объек-

тов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов.

36. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

37. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

38. Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий.