

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт _____ Институт природных ресурсов _____
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело» _____
Кафедра _____ Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ причин преждевременных отказов установок электроцентробежных насосов на Советском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК: 622.276.53.054.23-049.32:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ильин Александр Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Е.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт _____ Институт природных ресурсов _____
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело» _____
Кафедра _____ Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений _____

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) Чернова О.С.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ильин Александр Александрович		

Тема работы:

Анализ причин преждевременных отказов установок электроцентробежных насосов на Советском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Советскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, фондовая и периодическая литература.
-------------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов.	1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Глубинно-насосное оборудование, применяемое на месторождении 4. Причины отказов УЭЦН на месторождении 5. Организационно-экономическая часть 6. Охрана труда и окружающей среды
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунок 1.1 – Обзорная карта нефтедобывающего района Рисунок 3.1 – Распределение фонда скважин по способам эксплуатации Рисунок 3.2 – Добыча нефти по способам эксплуатации Рисунок 3.3– Установка электроцентробежного насоса Рисунок 3.4 – Типовая характеристика погружного центробежного электронасоса Рисунок 3.5 – Распределение фонда скважин по коэффициентам подачи Рисунок 3.6 – Распределение фонда скважин по типоразмерам Рисунок 3.7 – Распределение по типоразмерам фонда УЭЦН в процентном соотношении. Рисунок 3.8 – Динамика межремонтного периода УЭЦН после ГРП по годам на Советском месторождении в сутках Рисунок 3.9 – Динамика межремонтного периода УЭЦН за 2012 год на Советском месторождении в сутках Рисунок 3.10 – Минералогический состав механических примесей по скважинам после ГРП Рисунок 3.11 – Нарботка на отказ УЭЦН за 2012 год Рисунок 4.1 – Причины преждевременных отказов УЭЦН на месторождении Рисунок 4.2 - Засорение рабочих органов механическими примесями Рисунок 4.3 - Односторонний износ рабочих органов Рисунок 4.4 - Причины отказов УЭЦН по вине предприятий Рисунок 4.5 – Пакер механический типа ЗПОМ-Ф Рисунок 4.6 - Фильтр скважинный ФС Рисунок 4.7 - Схема установки скважинного фильтра Рисунок 4.8 – Нарботка скважин на отказ по технологии ЗАО «ДенКарс» Рисунок 4.9 – Нарботка скважин на отказ с применением фильтра ФС
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Организационно-экономическая часть»	Глызина Т.С.

«Профессиональная социальная ответственность»	Гуляев М.В.
---	-------------

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Е.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Ильин Александр Александрович		

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт _____ Институт природных ресурсов _____
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело» _____
Кафедра _____ Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений _____

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.01.2016	<i>Общие сведения о Советском месторождении</i>	15
24.02.2016	<i>Геолого-физическая характеристика Советского месторождения</i>	20
22.03.2016	<i>Применяемое глубинно-насосное оборудование на месторождении, Причины отказов УЭЦН</i>	20
02.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
17.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	20
01.06.2016	<i>Оформление работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Е.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Ильин Александр Александрович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

- Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.1 Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
1.2 Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ильин Александр Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Социальная ответственность»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Ильин Александр Александрович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является Советское нефтяное месторождение Томской области. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на Советском месторождении могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Советском нефтяном месторождении	При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Советском нефтяном месторождении существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести: – превышение уровней шума – отклонение показателей климата; – электромагнитные поля; – техника безопасности при такелажных работах.
---	---

1.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Советском нефтяном месторождении	При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Советском нефтяном месторождении могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: – поражение электрическим током; – опасность механических повреждений; – пожаровзрывоопасность
2. Экологическая безопасность:	При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Советском нефтяном месторождении будет оказываться негативное воздействие, в основном, на: – Окружающую среду; – Атмосферу воздуха; – Поверхностные и подземные воды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть: - По причине техногенного характера; - Газонефтеводопроявления; - Попадания молнии.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М. В.	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ильин Александр Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, 21 рисунок, 13 таблиц, 19 источников.

Ключевые слова: нефть, месторождение, скважина, установка электроцентробежного насоса, межремонтный период.

Объектом исследования является С нефтяное месторождение Т области.

Целью выпускной квалификационной работы является:

- Анализ применяемого глубинно-насосного оборудования;
- Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на месторождении
- Оценка эффективности методов увеличения межремонтного периода.

В данной работе рассмотрено применяемое глубинно-насосное оборудование на месторождении, показатели работы и причины отказов УЭЦН. Предложены меры по увеличению межремонтного периода скважин и проанализирована их эффективность.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

МРП – межремонтный период;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

ПЦЭН – погружной центробежный электронасос;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ЦБПО – центральная база производственного оборудования;

ФС – фильтр скважинный;

ЧРФ – часто ремонтируемый фонд;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

РЛС – радио локационная станция;

ЛЭП – линии электропередач;

ЭМИ – электромагнитное излучение;

ЭМП – электромагнитное поле;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

УПН – установка подготовки нефти;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ППУ – передвижная паровая установка

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	14
2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
2.1 Стратиграфия.....	16
2.2 Тектоника.....	17
2.3 Нефтегазоносность.....	18
2.4 Гидрогеологическая характеристика.....	20
2.5 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1.....	22
2.6 Литологическая характеристика коллекторов горизонта АВ1.....	22
2.7 Фильтрационно - емкостная характеристика горизонта АВ1.....	24
2.8 Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1	25
2.9 Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1.....	26
3. ГЛУБИННО-НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	28
3.1 Описание и общая схема установки погружного электроцентробежного насоса.....	29
3.2 Эффективность работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на месторождении.....	35
3.3 Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины).....	38
4. ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	44
4.1 Мероприятия по увеличению МРП на месторождение.....	50
4.2 Принцип работы и технология спуска ФС в скважину.....	53
4.3 Сравнительный анализ МРП.....	55
4.4 Пример расчетов при подборе УЭЦН к скважине.....	57

4.4.1 Теоретическая часть.....	57
4.4.2 Расчет задачи.....	61
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
5.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН.....	64
5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	65
5.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	66
5.4 Затраты на материалы	67
5.5 Расчет заработной платы бригады.....	67
5.6 Затраты на страховые взносы.....	68
5.7 Затраты на проведение мероприятия.....	69
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	71
6.1 Производственная безопасность.....	71
6.1.1 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на месторождении.....	72
6.1.2 Анализ опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на месторождении.....	76
6.2 Экологическая безопасность.....	79
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность в Т области начала развиваться в 1962 году вместе с открытием С нефтяного месторождения, в 1966 году данное месторождение ввели в промышленную разработку.

Сегодня С месторождение вступило в четвёртую, завершающую стадию разработки, которая характеризуется ухудшением геолого-технических условий, высокой обводненностью, образованием в скважинах и глубинно-насосном оборудовании различных отложений, что отрицательно сказывается на их сроке службы.

В целом по С месторождению из всего фонда скважин, на котором добыча углеводородов ведется механизированным способом, более половины приходится на станки-качалки. При этом около 79% от общего объема извлечённой нефти добывается с помощью УЭЦН. Поэтому очень остро стоит вопрос об увеличении межремонтного периода УЭЦН, что существенно снизит затраты на ремонт скважин и увеличит объём добываемой нефти, за счет уменьшения времени простоев скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ причин преждевременных отказов электроцентробежных насосов на С нефтяном месторождении.

Для раскрытия темы данной работы были поставлены следующие задачи:

- Анализ применяемого глубинно-насосного оборудования;
- Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на месторождении
- Оценка эффективности методов увеличения межремонтного периода.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

С нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (рисунок 1.1).

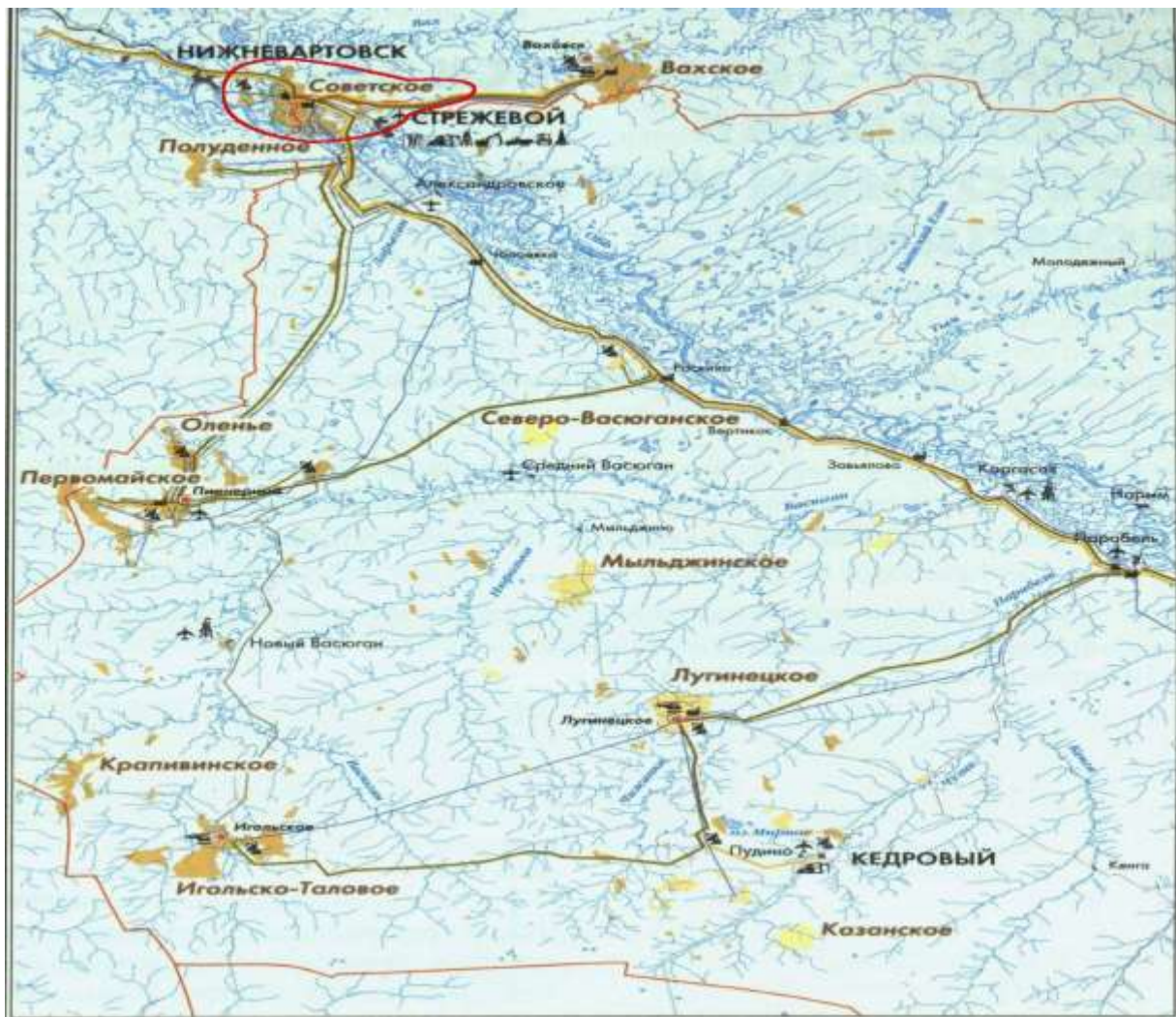


Рисунок 1.1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. В первые два года осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Начальные извлекаемые

запасы нефти 232847 тыс. тонн по категориям А+В+С1 и 9625 тыс. тонн по категории С2.

Остаточные запасы нефти на 01.01.2012 год, составили 78342,1 тыс. тонн по категориям А+В+С1. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 154504,9 тыс. тонн на 1.01.2012 год, степень выработки – 66,4%. В 25 километрах от месторождения расположен город С, где расположена компания, осуществляющее его разработку

Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,282, обводненность продукции составила 87,8%, эксплуатационный фонд составляет 972 скважины, из них добывающий фонд-714 скважин и неработающий фонд 258 скважин [1].

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн. тонн, темп отбора 3,1%) по месторождению был достигнут в 1977-78 годах, после этого месторождение вступило в третью стадию разработки. В данный момент месторождение находится в четвертой стадии разработки.

На С месторождении широко использовалось кустовое наклонно - направленное бурение. В кусте, состоящем из 3 - 10 скважин, как правило, бурилась одна вертикальная или почти вертикальная скважина, в которой выполняется более обширный комплекс промыслово - геофизических исследований, чем по наклонно - направленным, где отклонения от забоя иногда достигает 1км. и некоторые геофизические приборы не проходят в скважину.

3 ГЛУБИННО-НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

На Советском месторождение в данный момент времени, действующий механизированный фонд скважин по способам эксплуатации делится на эксплуатацию установками электроцентробежных насосов - 48% и эксплуатацию штанговыми глубинными насосами - 52% (рисунок 3.1). Станок-качалка, это весьма распространенный, но далеко не самый эффективный способ добычи нефти. Наиболее эффективным способом механизированной добычи нефти является добыча с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). На УЭЦН приходится основная доля добываемой продукции на Советском месторождении.

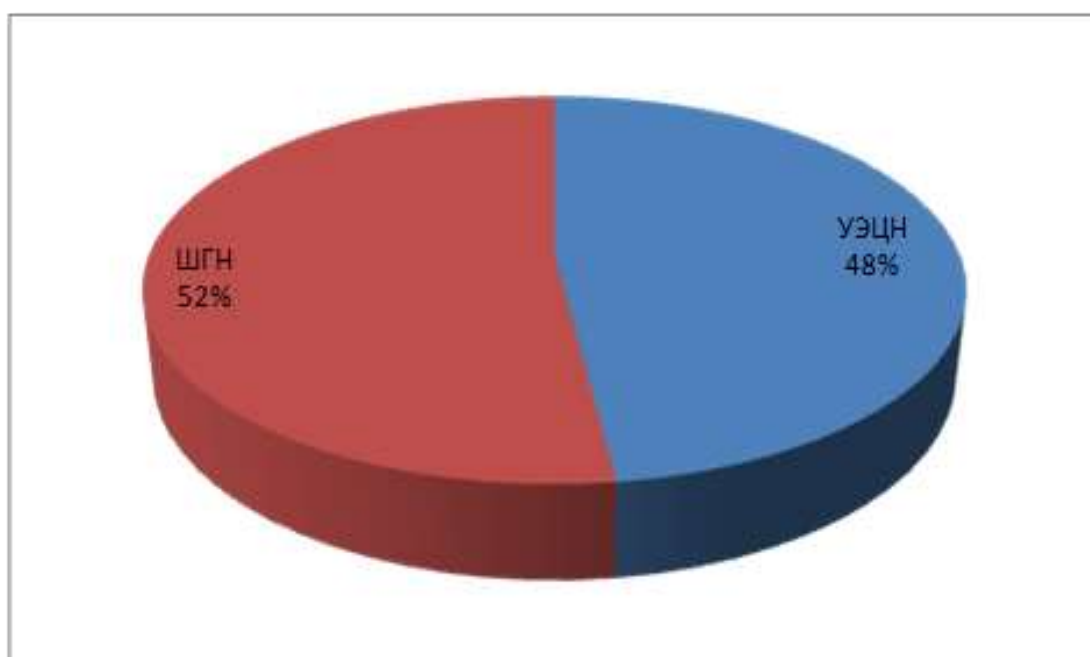


Рисунок 3.1 – Распределение фонда скважин по способам эксплуатации

При этом добыча нефти с помощью УЭЦН составляет- 79%, а добыча нефти с помощью ШГН- 21% (рисунок 3.2). Отсюда получается, что добыча нефти с помощью УЭЦН превышает добычу нефти с помощью ШГН в 3,7 раза [1].

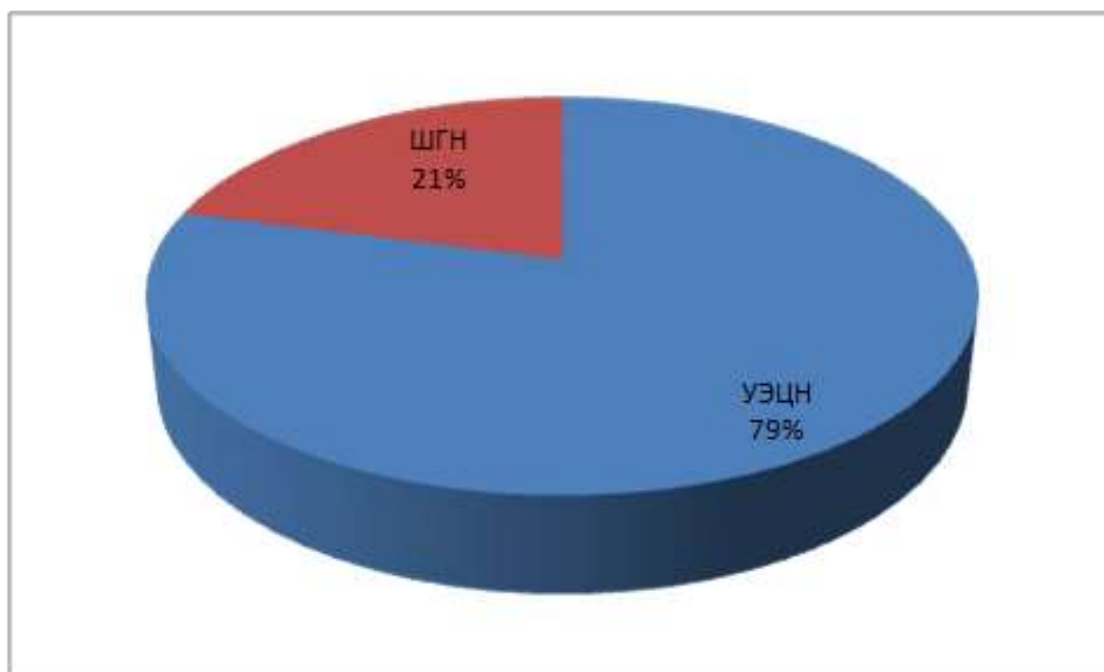


Рисунок 3.2 – Добыча нефти по способам эксплуатации

3.1 Описание и общая схема установки погружного электроцентробежного насоса

Для добычи нефти в высокодебитных скважинах с дебитом 10-1300 м³/сут и высотой подъема (напором) от 500 до 2000 м широко применяют бесштанговые насосы - погружные электрические центробежные насосы. Установки выпускаются двух видов – модульные и немодульные; трех исполнений: обычное, коррозионостойкое и повышенной износостойкости. Для ЭЦН характерен большой межремонтный период работы, он достигает 320 суток и более.

Наземное оборудование ЭЦН отличается простотой и не требует устройства фундаментов и других сооружений. Поэтому ЭЦН можно монтировать в короткие сроки. Поскольку центробежный насос с приводом находится в скважине, то обслуживание скважин упрощается.

УЦЭН спускается в скважину, под расчетный динамический уровень обычно не менее 300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен электрокабель. В насосном агрегате между самым насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой (рисунок 3.3).

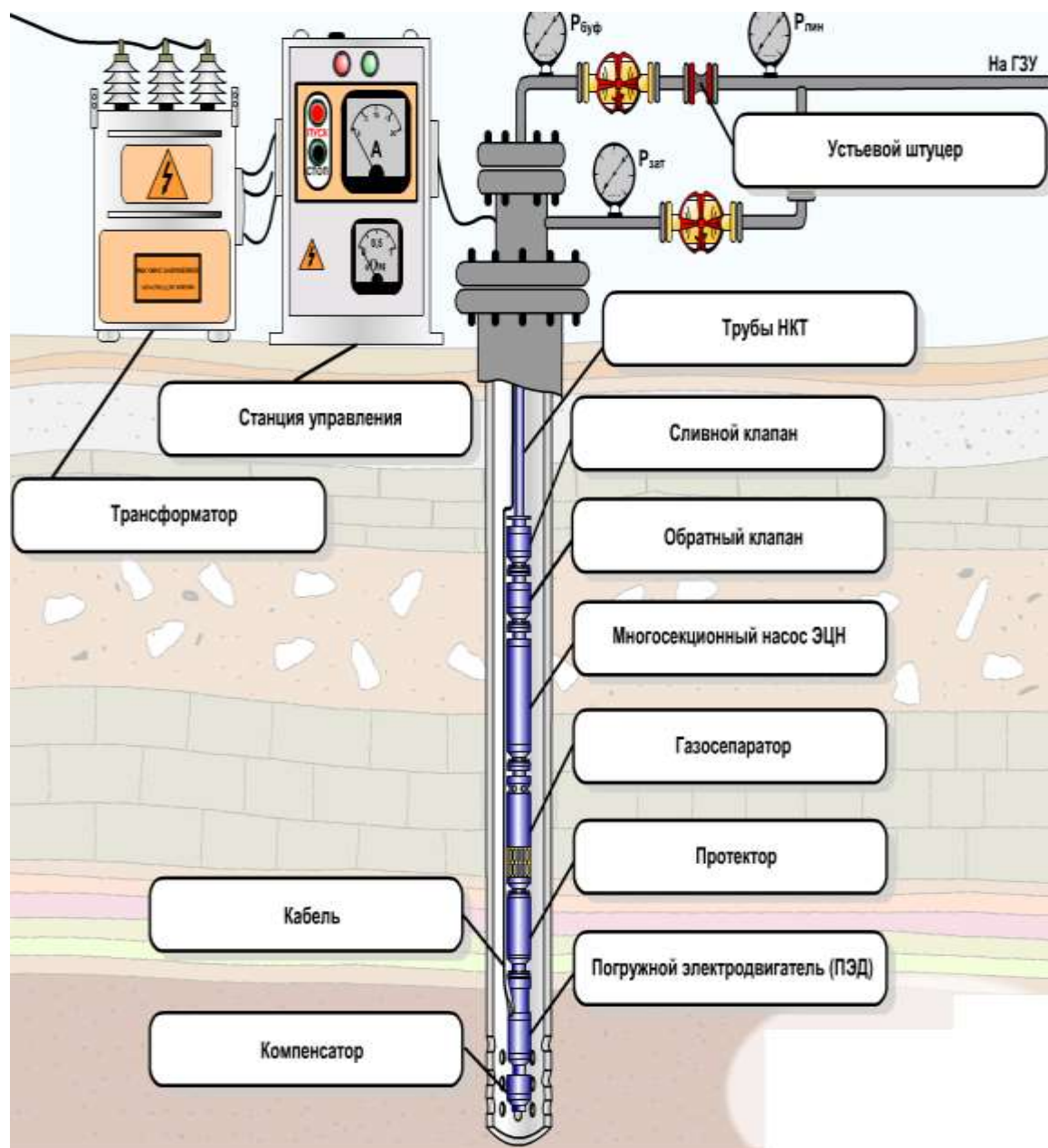


Рисунок 3.3– Установка электроцентробежного насоса

Состоит УЭЦН из трех основных частей: погружного центробежного насоса, погружного электродвигателя и гидрозащиты электродвигателя.

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) - это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). ПЦЭН состоит из входного модуля, модуля секции (модулей секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя. Приводом погружных центробежных насосов служит специальный маслозаполненный погружной асинхронный электродвигатель трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД.

Двигатель, заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения и смазки. Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380-2300 В, сила номинального тока 24,5-86 А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора до 3000 оборотов в минуту, температура окружающей среды +50-90 °С.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации объема масла во внутренней полости, от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионно-стойкого исполнения. Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 21 г/см³, обладающий физико-химическими свойствами пластовой жидкости и масла.

Подвод электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса осуществляется через кабельную линию, состоящую из питающего кабеля и муфты кабельного ввода для сочленения с электродвигателем.

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин:

- нефтяных с высоким содержанием парафина;
- малodeбитных с низким уровнем жидкости;
- малodeбитных с водонапорным режимом;
- высокодебитных;
- сильнообводненных, где для добычи определенного количества нефти необходимо отбирать большое количество воды;
- глубоких, для рентабельной эксплуатации, которых требуются насосы большой мощности;
- наклонных скважин;
- с высоким газосодержанием;
- с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа.

Характеристика работы насоса резко снижается уже при 1-2% содержании газа (по объему). Методами борьбы с попаданием газа в насос являются:

- увеличение погружения насоса под динамический уровень;
- установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (коэффициент полезного действия, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача). Обычно эти характеристики даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рисунок 3.4).

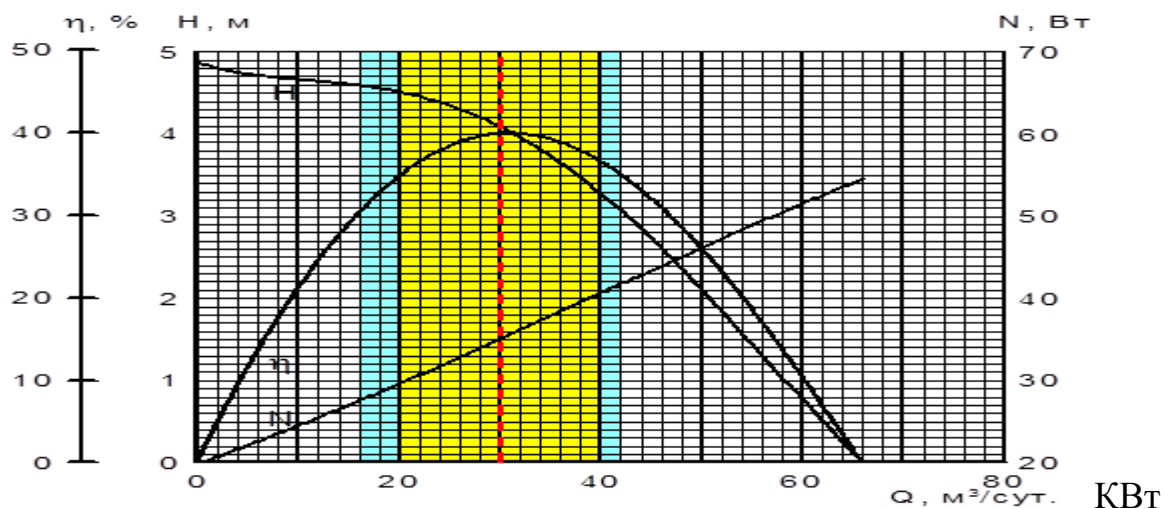


Рисунок 3.4 – Типовая характеристика погружного центробежного электронасоса

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой задвижке ($Q=0$, $H=\max$) и при отсутствии противодавления на выкиде ($Q=Q_{\max}$, $H=0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю.

При определенном соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, достигает максимального значения равного примерно 0,5-0,6. Подача и напор соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называются оптимальными.

Зависимость (Q) около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3-5%. Это обуславливает целую область работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью.

Работает ЭЦН следующим образом. Электроток из промышленной сетки через трансформатор и станцию управления поступает по кабелю в электродвигатель и приводит его в действие. Электродвигатель вращает вал центробежного насоса.

Жидкость всасывается через фильтр центробежным насосом и нагнетается на поверхность по насосным (подъемным) трубам. Чтобы жидкость при остановке центробежного насоса не уходила из подъемных труб в скважину, в трубах над насосом помещают обратный клапан. Кроме того в трубах устанавливают сливной клапан, который открывают перед подъемом ЭЦН из скважины, чтобы жидкость слилась из труб в скважину.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН делят на три условные группы: 5; 5А и 6 с диаметрами соответственно 93; 103; 114 мм, предназначенные для эксплуатационных колонн соответственно не менее 121,7; 130; 144,3 мм. Расшифровка условных обозначений установок приведена на примере У2ЭЦННИ6-350-1100. Здесь: У - установка; 2 - номер модификации; Э - с приводом от погружного электродвигателя; Ц - центробежный; Н - насос; И - повышенной износостойкости (повышенной коррозионной стойкости); 6(5;5А) - группа установки; 350 - подача насоса в оптимальном режиме по воде в м³/сут; 1100 - напор, развиваемый насосом в метрах водяного столба. Пример шифра установок-УЭЦНМК5-125-1300 означает: УЭЦНМК - установка электроцентробежного насоса модульного и коррозионно-стойкого исполнения; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1300 - развиваемый напор.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

Пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа - имеет следующие характеристики:

- максимальное содержание попутной воды - 99%;
- водородный показатель попутной воды рН - 6,0-8,5;
- максимальная плотность жидкости - 1400 кг/м³;
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - 1 мм²/с;

- максимальная массовая концентрация твердых частиц - 0,1 г/л;
- микро твердость частиц не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание свободного газа на приеме насоса - 25%;
- при использовании газосепаратора содержание свободного газа в пластовой жидкости в зоне подвески насоса допустимо до 55% по объему;
- максимальная концентрация сероводорода для насосов обычного исполнения - 0,01 г/л;
- для насосов коррозионно-стойкого исполнения - 1,25 г/л;
- максимальная температура - 90 °С;

Скважины, в которых эксплуатируются установки, должны удовлетворять следующим условиям:

- минимальный внутренний диаметр скважины для каждого типоразмера насоса согласно технического описания на модуль секции и двигателя;
- максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 3° на 10м;
- максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки - 250 кгс/см²;
- в зоне работы установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 40° [4].

3.2 Эффективность работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на месторождении

Для оценки эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на С месторождении по данным технологических режимов на 01.01.12 года были проанализированы коэффициенты подачи и типоразмеры насосных установок.

Коэффициент подачи насосных установок показывает, на сколько правильно установка электроцентробежного насоса подобрана к скважине,

характеризует работу насоса и определяется отношением фактического дебита насоса к оптимальному дебиту $K_n = Q_{\text{факт.}} / Q_{\text{нас.опт.}}$.

По полученным коэффициентам подачи УЭЦН была построена диаграмма, (рисунок 3.5), для всего действующего фонда скважин оборудованных УЭЦН. Оптимальный режим работы УЭЦН должен соответствовать коэффициенту подачи равному от 0,8 до 1,2.



Рисунок 3.5 – Распределение фонда скважин по коэффициентам подачи

На диаграмме показано распределение скважин по коэффициентам подачи: 82% - 151 скважины работают в оптимальном режиме, и лишь 18% - 36 скважины работают с коэффициентами, которые не соответствуют оптимальному режиму. Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что основная часть фонда скважин подобрана правильно и эксплуатируется эффективно.

Представляется целесообразным рассмотреть, из каких типоразмеров УЭЦН состоит эксплуатационный фонд. Для этого построим диаграмму распределение фонда скважин по типоразмерам.

На рисунке 3.6 показано что, из всего фонда скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов, по количеству преобладают установки типоразмеров: УЭЦН 50 – 52 шт., УЭЦН 400 – 26 шт., затем УЭЦН 80 – 24шт.

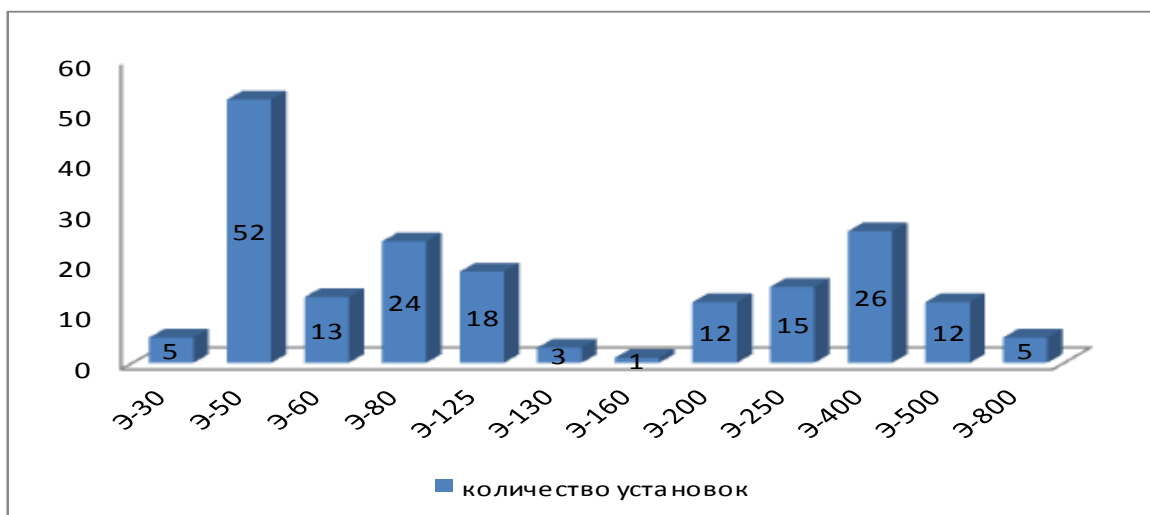


Рисунок 3.6 – Распределение фонда скважин по типоразмерам

Исходя из процентного соотношения распределения типоразмеров глубинно-насосного оборудования, получается что, в основном используют УЭЦН 50 – 27% , а также УЭЦН 400 – 14%, затем уже идут УЭЦН 80 – 13% (рисунок 3.7). Большая часть фонда С месторождения эксплуатируется данными типоразмерами УЭЦН [1].

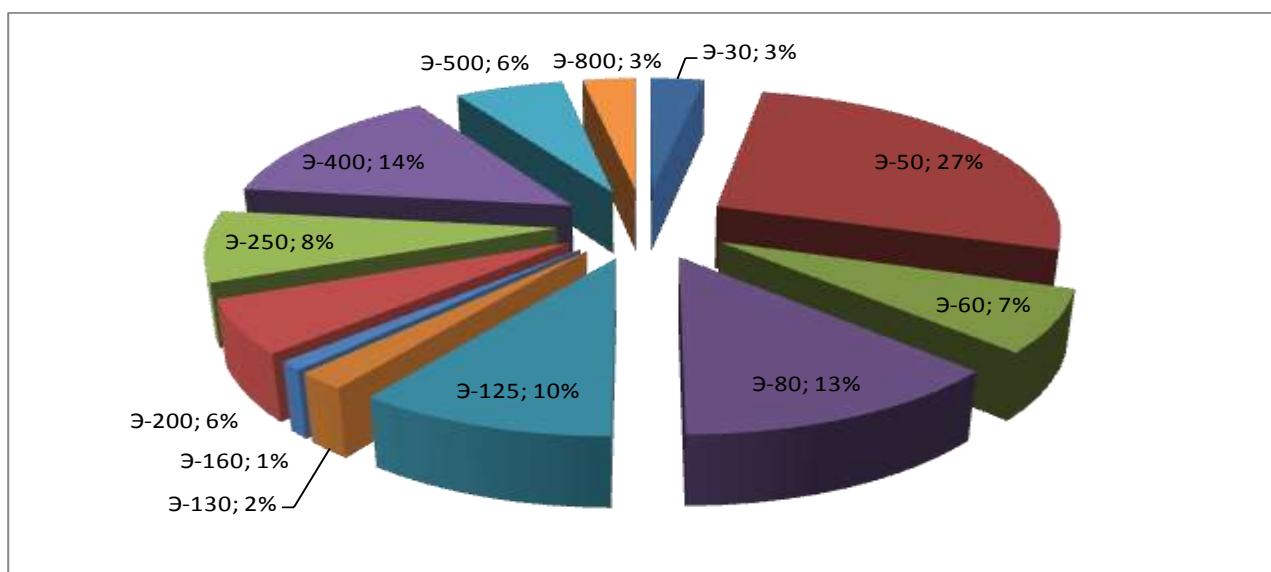


Рисунок 3.7 – Распределение по типоразмерам фонда УЭЦН в процентном соотношении.

3.3 Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины)

Межремонтным периодом работы скважины следует считать продолжительность времени в календарных сутках между двумя последовательными ремонтами.

Настоящая методика предназначена для расчета межремонтного периода работы скважин.

а) Расчет МРП производится за отчетные периоды: квартал, полугодия, девять месяцев, год.

б) МРП рассчитывается для всего пробуренного фонда скважин, отдельно по нефтяным, нагнетательным, газовым скважинам, а также для скважин с различными видами эксплуатации (ШГН, ЭЦН, газлифт, фонтан).

в) Расчет МРП производится по формуле: $МРП = T / Ч$, где T - календарное количество суток за расчетный период, $Ч$ – частота ремонта за расчетный период.

г) Расчет частоты ремонта за расчетный период производится по формуле: $Ч = P / \Phi$, где P - количество ремонтов за расчетный период, Φ - среднеарифметический фонд скважин на начало и конец расчетного периода $\Phi = (\Phi_n + \Phi_k) / 2$

д) В количество ремонтов за расчетный период включаются все ремонты, проведенные на фонде скважин за расчетный период, за исключением освоения скважин из бурения, вывода скважин из консервации.

е) Ремонты, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, из одной категории в другую (например, нефтяные в нагнетательные, ШГН на ЭЦН), а также ремонты по консервации и ликвидации скважин относятся к предыдущей категории.

При расчете частоты ремонта за расчетный период принимается следующий фонд скважин:

Для расчета МРП по всему фонду скважин:

- весь пробуренный фонд скважин за исключением осваиваемых и ожидающих освоения после бурения, ликвидированных и законсервированных скважин.

Для расчета МРП по нефтяному фонду:

- весь эксплуатационный нефтяной фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения бурения.

Для расчета МРП по видам эксплуатации нефтяного фонда:

- весь эксплуатационный нефтяной фонд с данным видом оборудования без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения.

Для расчета МРП нагнетательного фонда:

- все нагнетательные скважины

Для МРП газового фонда:

- весь эксплуатационный газовый фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения и законсервированных скважин [5].

Производство на скважинах работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) влечет за собой снижение межремонтного периода скважин (МРП). Это видно из рисунка 3.8 по сопоставлению с рисунком 3.9, где ГРП на скважинах не проводилось. Снижение МРП объясняется тем, что при проведении ГРП происходит большой вынос проппанта рисунок 3.10, часть из которого попадает на прием насоса, что приводит к засорению рабочих органов насоса, заклиниванию насоса, перегоранию кабеля и выхода насоса из строя.

С годами на скважинах, где был проведен ГРП, межремонтный период возрастает. Если в 2009 году он составлял 87 суток, то в 2011 году МРП возрос до 131 суток. Однако все еще не соответствующий гарантийному сроку 180 суток. Рост МРП объясняется тем, что в скважинах, где проводилось ГРП, используют технологию тщательной промывки скважины, обрабатывают ПЗП

гидровакуумными желонками. Применяют забойные двигатели Д-105 (106;85) для уничтожения плотной корки проппанта.

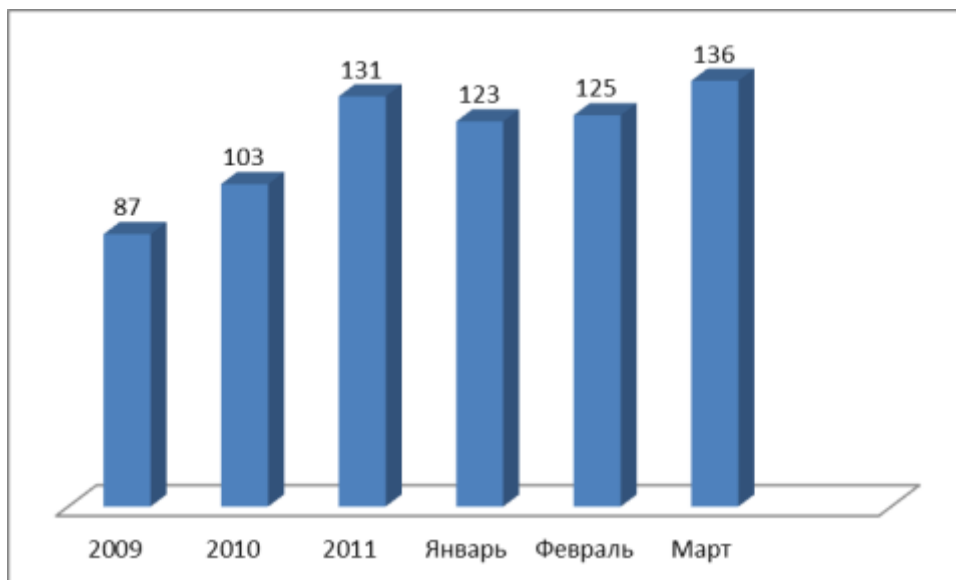


Рисунок 3.8 – Динамика межремонтного периода УЭЦН после ГРП по годам на Советском месторождении в сутках

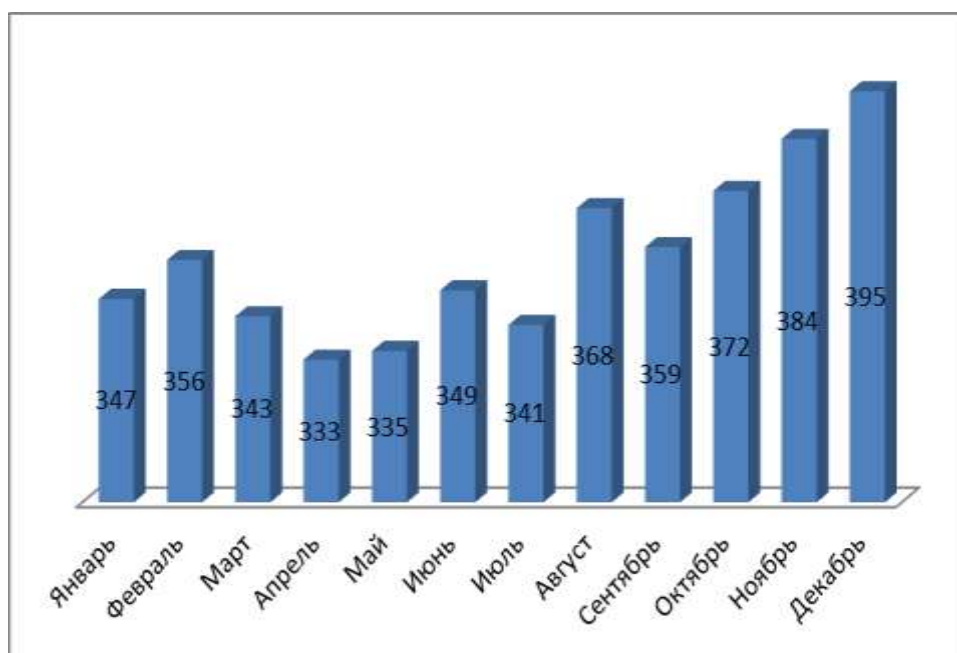


Рисунок 3.9 – Динамика межремонтного периода УЭЦН за 2012 год на Советском месторождении в сутках

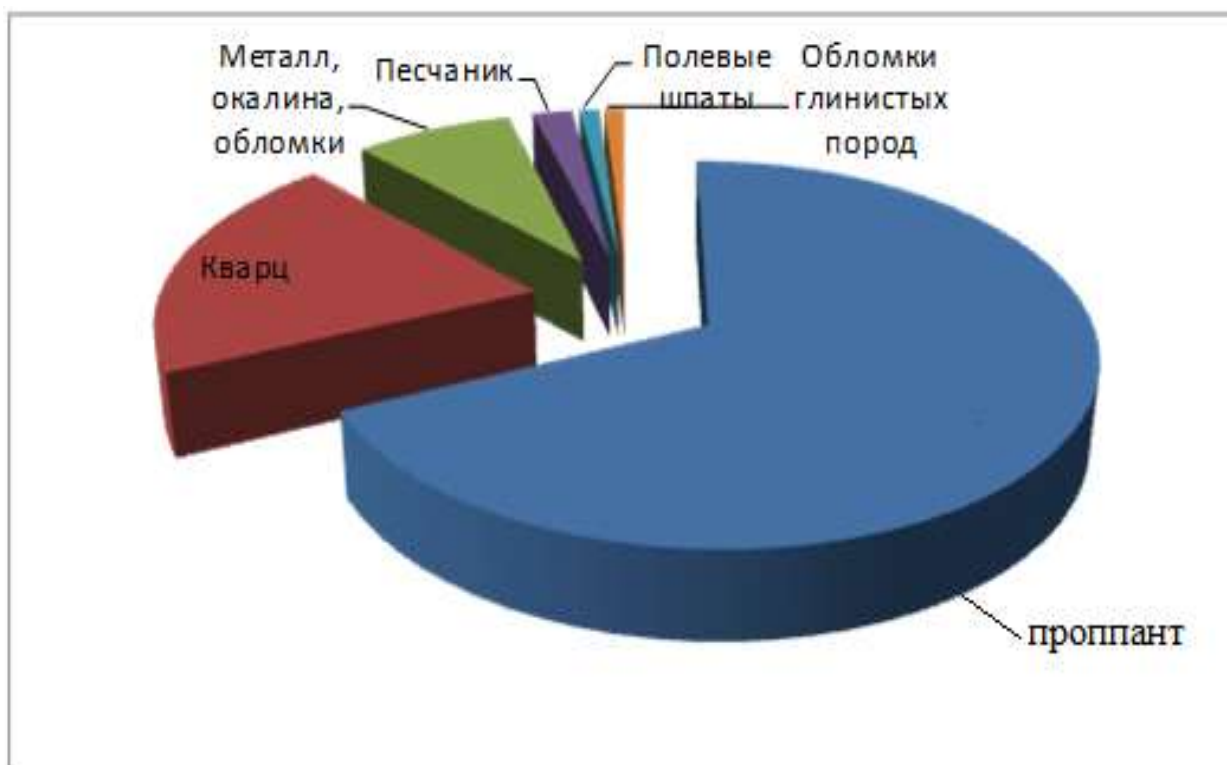


Рисунок 3.10 – Минералогический состав механических примесей по скважинам после ГРП

Также нужно отметить, что специалистами ЦДНГ ведется тщательный подбор оборудования и оптимизация режимов работы его эксплуатации. Кроме того, в последние годы при капитальном ремонте скважин стараются внедрять новое оборудование (ЭЦН, НКТ, пакер-фильтры ФС и другое оборудование).

Одним из наиболее эффективных методов снижения себестоимости добываемой нефти является уменьшение потерь добычи от простоя скважин и затрат на текущий ремонт за счет увеличения наработки на отказ глубиннонасосного оборудования. Нарботка на отказ не только характеризует технический уровень оснащенности скважин, но и отражает эксплуатационные показатели работы оборудования. Согласно международному стандарту наработка на отказ отражает полную продолжительность наработки объекта с момента его первого ввода в работоспособное состояние до отказа или с момента его восстановления до следующего отказа (отказом считается утрата

объектом способности выполнять требуемую функцию). Для глубиннонасосного оборудования отказом считается любая неисправность, вызвавшая замену скважинного оборудования или его части на работоспособный комплект. На рисунке 3.11 показана динамика наработки на отказ УЭЦН на месторождение за 2012 год. В среднем за 2012 год наработка на отказ составляет 224 суток [1].

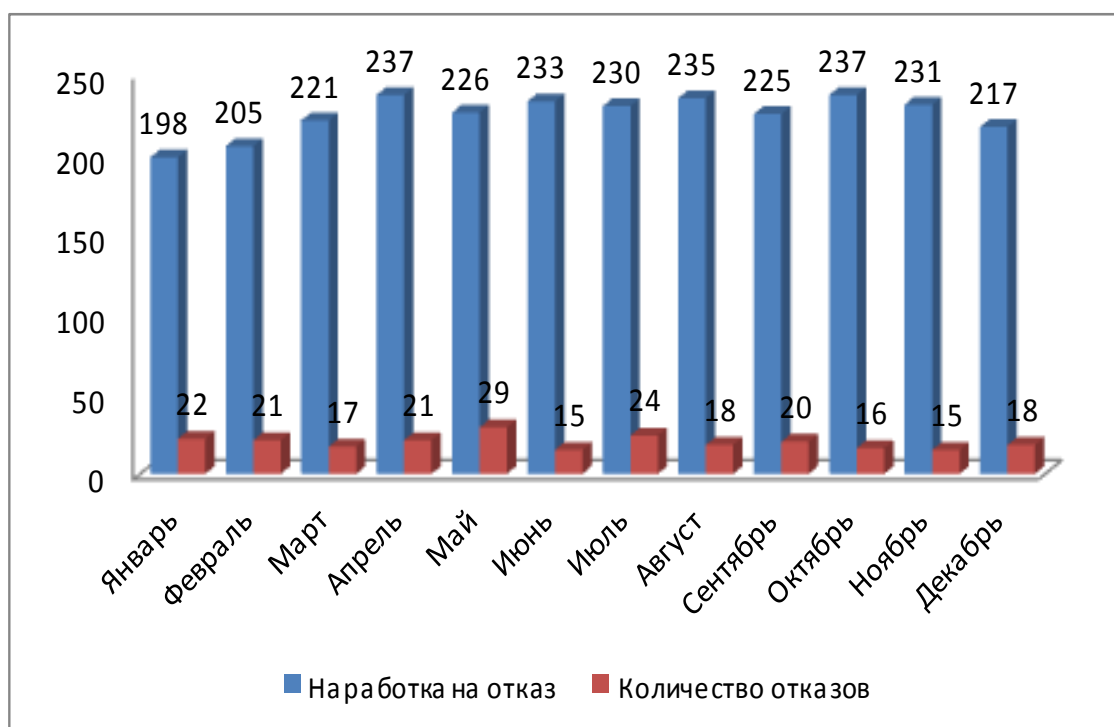


Рисунок 3.11 – Наработка на отказ УЭЦН за 2012 год

Для того чтобы наработка на отказ повышалась необходимо:

- а) На первом этапе выбирать глубинно-насосное оборудование с наибольшим числом однотипных причин отказов.
- б) Разрабатывать мероприятия, направленные на снижение числа отказов по данной причине.
- в) Расширить статистическую информационную базу, характеризующую текущее состояние эксплуатационного фонда глубиннонасосного оборудования и скважин, причины отказов, проводимые мероприятия.
- г) Повышать квалификацию обслуживающего персонала.

Практика показывает, что для определения эффективности разрабатываемых мероприятий должно быть исследовано более 50 % отказов УЭЦН.

4. ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

С нефтяное месторождение вступило в позднюю, завершающую стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью скважин, образованием в скважинах и глубинно-насосном оборудовании различных отложений. В процессе эксплуатации месторождений фонд скважин стареет, дебит их уменьшается, число ремонтов возрастает. Старение скважин и ухудшение геолого-технологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленными простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

В таких условиях одним из основных способов повышения эффективности эксплуатации скважин является увеличение их межремонтного периода (МРП), в первую очередь скважин, оснащенных УЭЦН, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -180 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- Затянувшийся ремонт - УЭЦН не запускалась в работу после монтажа.
- Повторный ремонт - УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 30 до 180 суток.

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа более трех месяцев, комиссией не рассматриваются.

Причины отказов установок, отработавших более 180 суток, расследуются технической службой ООО ЭПУ «Сервис», (таблица 4.1), при

необходимости определяется наработка отдельных узлов или деталей, проводятся необходимые исследовательские мероприятия [1].

Таблица 4.1 – Причины отказов УЭЦН на С месторождении за 2012 год

Причины выхода из строя	Количество, %	Вина
1. Механические примеси	28	ООО «Томскнефть»
2. Бесконтрольная эксплуатация	11	ООО «Томскнефть»
3. Организационная причина	8	ООО «ЭПУ»
4. Повышенная кривизна	15	ООО «Томскнефть»
5. Мех. повреждение кабеля	8	ООО «ПРС»
6. Некачественный вывод на режим	3	ООО «Томскнефть»
7. Брак ремонта гидрозащиты	5	ООО «ЭПУ»
8. Не герметичность НКТ	10	ООО «Томскнефть»
9. Брак ремонта ЭЦН	2	ООО «ЭПУ»
10. Брак СПО	3	ООО «ПРС»
11. Солеотложения	5	ООО «Томскнефть»
12. Брак ремонта ПЭД	2	ООО «ЭПУ»

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями. Нет нужды особо останавливаться на том, что первопричину отказа УЭЦН зачастую можно определить ещё до спуска этой установки в скважину: исходя из качества ремонта и монтажа на предприятии, осуществляющем прокат ЭПУ,

соблюдения необходимых условий подбора УЭЦН, подготовки самой скважины к спуску.

Проведя анализ по преждевременным отказам УЭЦН на месторождении, рассмотрим три основные причины выходы из строя установки ЭЦН (рисунок 4.1)

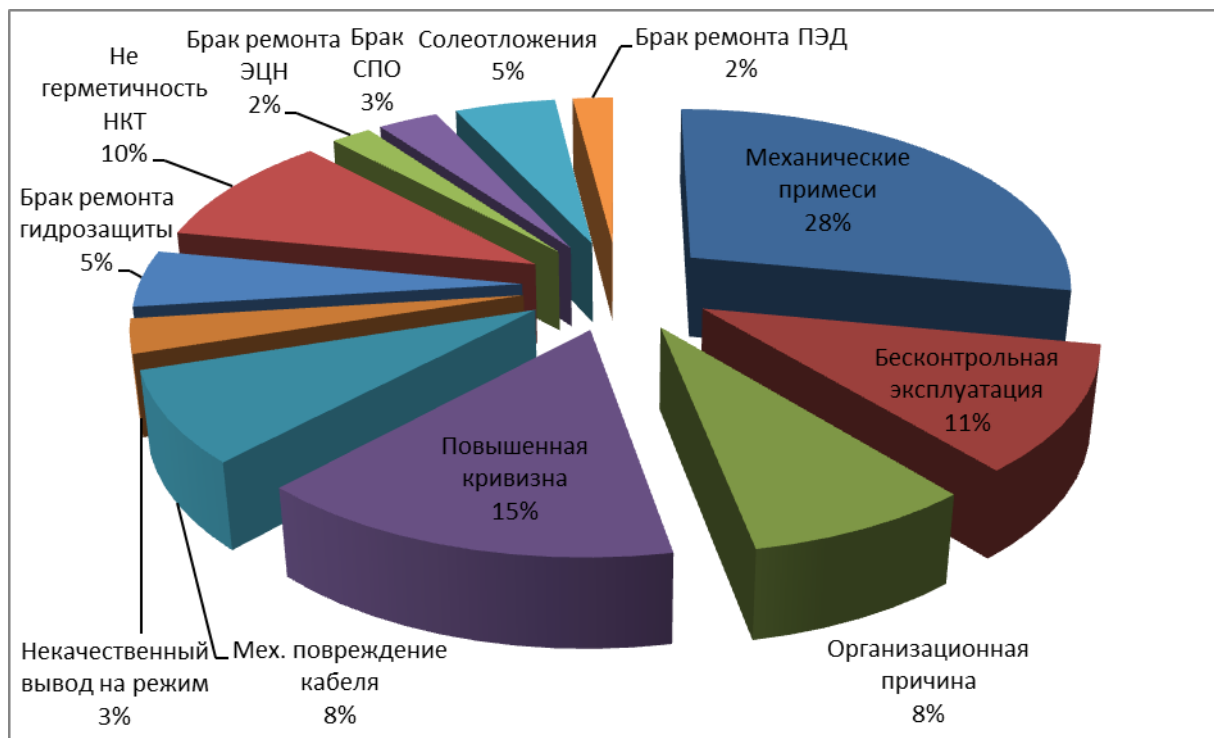


Рисунок 4.1 – Причины преждевременных отказов УЭЦН на месторождении

а) Самой частой причиной выхода из строя установки ЭЦН является засорение насосов частицами механических примесей (28%), в состав которых входят частицы пород продуктивного пласта, продукты коррозии скважинного оборудования, отложения неорганических солей и твердых углеводородов. В результате попадания в установку механических примесей, происходит частичный или полный износ рабочих колес насоса.

Также механические примеси (песок, соль, грязь) оседают в насосных установках вследствие некачественного приготовления промывочной жидкости на растворном узле, если содержание механических примесей в солевом

растворе превышает ПДК. Предельно допустимая концентрация по последним нормативным документам не должно превышать 20 мг/л. Избыточное отложение механических примесей в насосной установке приводит к заклиниванию рабочих колес или к их износу. При запуске такого насоса увеличивается вероятность выхода из строя вала установки - его слом.

На рисунке 4.2 показаны рабочие органы насосов, у которых проточная часть засорена песком и другими компонентами.



Рисунок 4.2 - Засорение рабочих органов механическими примесями

Наиболее эффективный метод борьбы с механическими примесями – установка специальных фильтров, а также установление песочных якорей на приеме насоса, что приводит к сепарации песка от жидкости.

б) Повышенная кривизна скважин (15%).

На рисунке 4.3 представлены рабочие органы ЭЦН с характерным односторонним износом, что свидетельствует о работе установки в кривом участке скважины. Следует отметить, что односторонний износ приводит к невозможности дальнейшего использования рабочих органов ЭЦН в качестве ремонтного фонда.



Рисунок 4.3 - Односторонний износ рабочих органов

В этом случае целесообразно применять износостойкие насосы, двухопорной конструкции, а также не допускать по регламенту, чтобы насос работал в участке с повышенной кривизной.

в) Бесконтрольная эксплуатация (11%). Операторы ЦДНГ не всегда успевают проконтролировать работу ЭЦН, вовремя не снимаются показатели манометров, не так часто берут пробы жидкости, не всегда проверяют состояние токовых нагрузок, при сломанных задвижках не отбивается уровень жидкости в скважинах.

При проведенном анализе причин отказов УЭЦН можно сделать вывод, что основным виновником выхода из строя УЭЦН является ЦДНГ (рисунок 4.4).

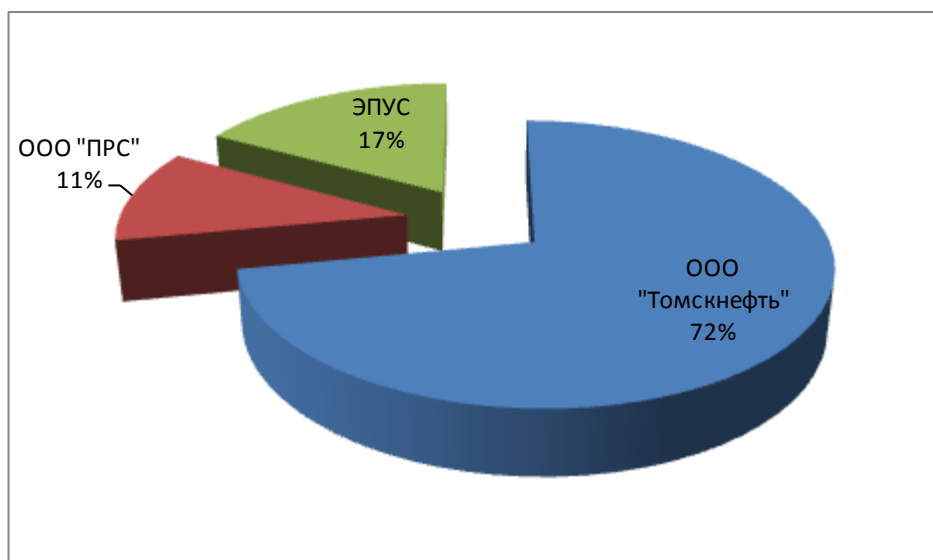


Рисунок 4.4 - Причины отказов УЭЦН по вине предприятий

Проведя анализ по преждевременному выходу из строя УЭЦН для увеличения межремонтного периода скважин, оборудованных ими, необходимо:

а) Повысить требования к качеству ремонтов УЭЦН в условиях ЦБПО ООО «ЭПУ»:

- исключить применение соединительных болтов и шпилек, не прошедших дефектоскопию;
- производить проверку качества валов ЭЦН, ПЭД и гидрозащиты;
- компоновать установки узлами с одинаковой наработкой;
- не допускать нарушения целостности брони кабеля;
- организовать надежную транспортировку установок на скважины.

В свою очередь, наибольшая ответственность возлагается и на цеха ООО «», и на технологическую службу ЦДНГ.

б) Подготовка скважины к ремонту и технологически грамотное проведение самого ремонта:

- глушение скважины;
- скрепирование эксплуатационной колонны;
- соблюдение скорости при СПО;

- крепления кабеля к НКТ.
 - в) Правильный подбор установки:
 - газовые сепараторы;
 - установки специального износостойкого оборудования.
 - г) Грамотный вывод на режим и контроль при эксплуатации:
 - перевод жидкости глушения удельного веса 1,08-1,18 г/см (при запуске) на удельный вес 1,03 или нефть;
 - установка регулируемых штуцеров;
 - ежемесячная ревизия наземного оборудования.
 - д) Внедрение нового оборудования:
 - ЭЦН
 - НКТ
 - Фильтры
- Соблюдение всех этих параметров позволит увеличить межремонтный период скважин на Советском месторождении.

4.1 Мероприятия по увеличению МРП на месторождении

Представители нефтяных компаний не раз заявляли о большом количестве отказов УЭЦН на скважинах, где проводился гидроразрыв пласта. В УЭЦН находят остатки проппанта - искусственного расклинивающего материала, поэтому качество услуг по ГРП ставилось под сомнение.

В ряде случаев на одной и той же скважине УЭЦН выходила из строя по несколько раз. Как показали лабораторные исследования, причиной отказов УЭЦН являлось попадание твердых частиц в результате выноса механических примесей из пласта. Среднее время наработки УЭЦН до первого отказа примерно от 1 до 9 суток после монтажа и спуска в скважину (установки жертвы). Спуск «насоса жертвы», как показывает практика – это потерянное

время, добыча, дополнительные затраты на постановку бригад ТКРС для ремонта данной скважины и не гарантируемого положительно эффекта после ремонта и вывода скважины на режим.

С целью увеличения МРП на скважинах после ГРП и сокращения затрат на ремонт скважин бригадами ТКРС и оборудования в ООО «», ЦДНГ ОАО «» ВНК постоянно внедряет в производство новые технологии по защите оборудования работающего в скважинах от выноса механических примесей из пласта. Стоит коротко остановиться на технологии ремонта ТКРС с данным оборудованием, непосредственно об используемом оборудовании и модификациях разных производителей (пакера-фильтра ФС и ЗАО «»).

а) Пакер механический типа ЗПОМ-Ф, (пакер фиксирующийся), (рисунок 4.5), предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны и используется:

- для установки скважинного фильтра при эксплуатации глубинных насосов.
- для проверки герметичности обсадной колонны.
- для изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия рабочей среды в процессе эксплуатации скважины.
- для проведения технологических операций, осуществление которых требует создания избыточного давления над пакером.



Рисунок 4.5 – Пакер механический типа ЗПОМ-Ф

Техническая характеристика:

- Максимальный перепад давления70Мпа

- Диаметр проходного отверстия51мм
- Осевое усилие для посадки пакера.....8-12тс
- Присоединительная резьба по ГОСТ633-80.....73мм
- Максимальная температура рабочей среды.....100С

б) Фильтр скважинный Скважинный фильтр типа ФС, (рисунок 4.6), предназначен для предотвращения выноса песка и других механических примесей в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами. Необходимость внешней гравийной отсыпки определяется гранулометрическим составом песка пласта-коллектора, условиями эксплуатации, конструкцией забоя скважины.

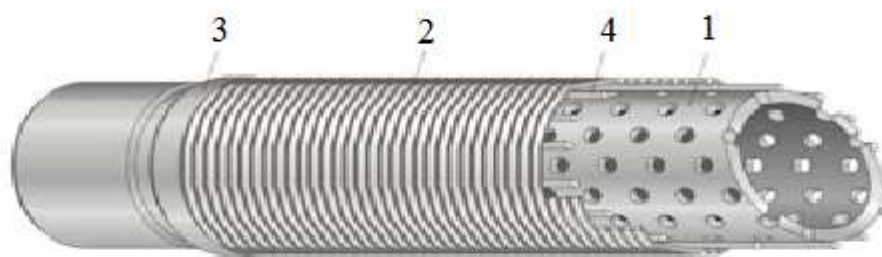


Рисунок 4.6 - Фильтр скважинный ФС

Фильтры состоят из следующих основных элементов: перфорированной трубы-каркаса - 1, фильтрующего элемента - 2, муфты - 3, и колец - 4. Фильтрующий элемент изготовлен из нержавеющей проволоки треугольного сечения путем намотки на опорные ребра. Применение контактной сварки обеспечивает прочное надежное соединение проволоки с ребрами, а также неизменную величину межвиткового зазора в процессе эксплуатации фильтра. Фильтрующий элемент зафиксирован на трубе-каркасе кольцами [7].

Скважинные фильтры являются надежным средством против выноса песка, изготавливаются с условным диаметром трубы 73-168 мм, длиной до 10 м, величиной щели от 0,1мм до 1,0 мм между витками фильтрующего элемента.

Технология ремонта скважины и используемое оборудование практически не отличаются, но есть различия в подборе пакера для отсекаания эксплуатационной колонны и способах посадки и извлечения. Фильтры ФС отличаются по модификации, количеству секций и расстоянию между фильтрующими элементами.

После проведения ГРП на скважине, бригада ТКРС выполняет целый комплекс работ по очистке и подготовке ствола скважины, ПЗП, интервала перфорации для использования данного оборудования. Производят отбивку забоя геофизической партией ООО «» или ООО «», при необходимости производит спуск оборудования для очистки забоя, а в случае затруднения проходки в виду появления «корки» проппанта производится спуск забойного двигателя Д-105. В случае поглощения пластом промывочной жидкости и возможного прихвата инструмента в скважине используется УГИВ или песчаный насос.

4.2 Принцип работы и технология спуска ФС в скважину

Фильтр крепится на пакер. Пакер предотвращает прохождение не фильтрованной жидкости между корпусом фильтра и эксплуатационной колонной. Благодаря свободному поперечно-осевому креплению уплотнительной манжете на пакере, герметизация возможна при любом отклонении фильтра в эксплуатационной колонне, (рисунок 4.7).

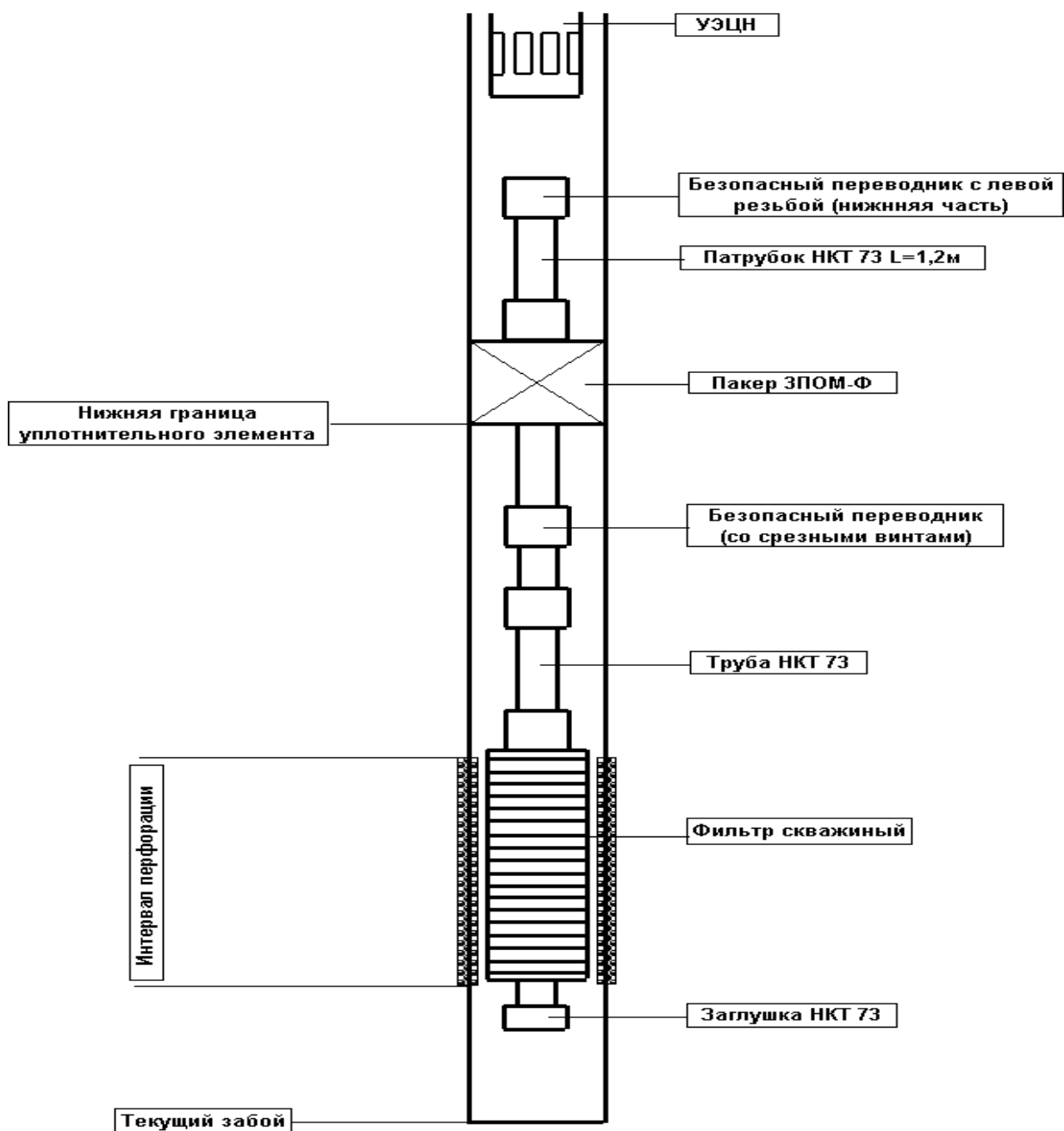


Рисунок 4.7 - Схема установки скважинного фильтра

Фильтр работает следующим образом. Пластовая жидкость проходя через отверстия в корпусе секции фильтра, фильтруется сеткой и проходя через отверстия в верхнем патрубке пакера поступают на прием насоса.

ФС спускается в скважину вместе с пакером в транспортном положении до заданной глубины. Привязка пакера осуществляется таким образом, чтобы фильтр находился в зоне перфорации, а пакер был над ней. Скорость спуска не

должна превышать 0,25 м/с. При достижении заданной глубины пакерования, производится подъем НКТ не менее чем на 0,8 метра. Затем на пакер прикладывается осевая нагрузка 8-12 тс вниз от веса НКТ, которая через муфту передается на манжеты пакера. Они деформируют и уплотняют межтрубное пространство скважины. Таким образом, после снятия осевой нагрузки вниз (при отсоединении колонны НКТ) пакер остается в рабочем положении. Поднимается колонна НКТ и в скважину спускается насос [8].

Для технологии ЗАО «» характерно следующее: используется гидростатический одноколонный пакер с двойным захватом (модели «ГНН»). Пакер модели «ГНН» и разъединитель колоны фильтр работает следующим образом. Пластовая жидкость проходя через отверстия в корпусе секции фильтра, фильтруется сеткой и проходя через отверстия в верхней патрубке пакера поступают на прием насоса.

4.3 Сравнительный анализ МРП

Для сравнительного анализа эффективности установки пакера - фильтра ФС и установки пакера-фильтра по технологии ЗАО «» после ГРП на С месторождении были проведены исследования на ряде скважин, (рисунок 4.8,4.9). До проведения ГРП эти скважины находились в часто ремонтируемом фонде (ЧРФ), в среднем за год на них выполнялось более 6 ремонтов ТКРС различной сложности с обработкой ПЗП и очисткой забоя скважины до текущего. Вынос механических частиц с забоя скважины не уменьшался, а дебит соответственно начал снижаться. После проведения ГРП на данных скважинах МРП с применением фильтра-пакера ФС в среднем увеличилось в 4 раза и только на одной остался на прежнем уровне.

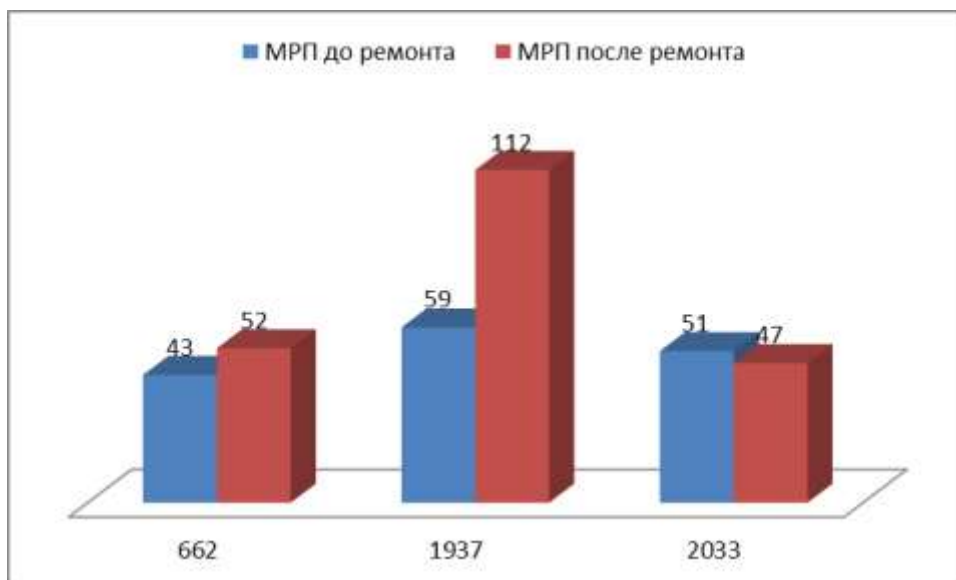


Рисунок 4.8 – Нарботка скважин на отказ по технологии ЗАО «»

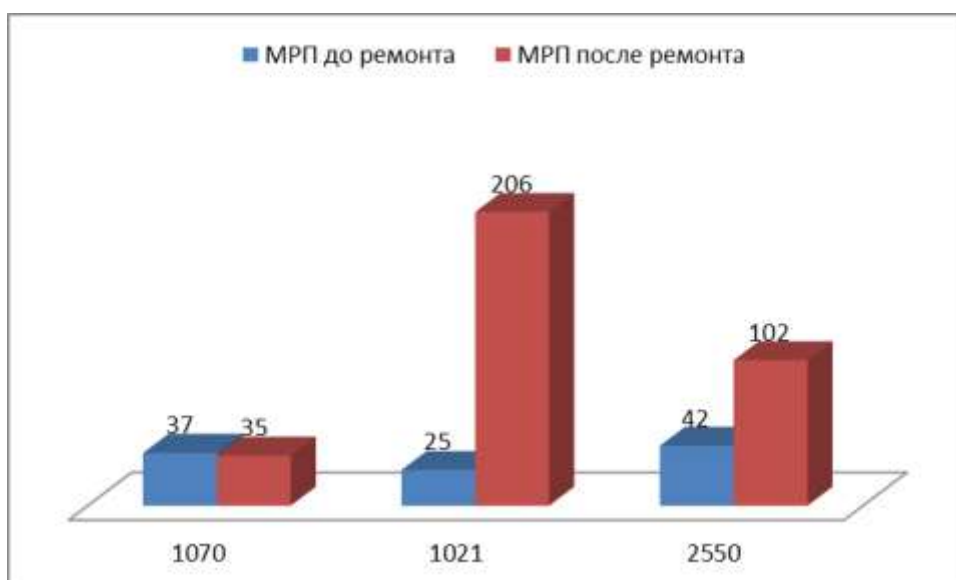


Рисунок 4.9 – Нарботка скважин на отказ с применением фильтра ФС

Из всего выше сказанного был сделан вывод:

- Данные фильтры работают эффективнее в условиях выноса пропанта (увеличивается МРП)
- Нецелесообразно использовать их при выносе породы пласта (песок, и т.д.)

Фильтры спускаемые по технологии ЗАО «» увеличивают МРП на скважинах, но должного эффекта не получено по причине увеличенного расстояния между проволочками фильтрующего элемента.

4.4 Пример расчетов при подборе УЭЦН к скважине

4.4.1 Теоретическая часть

а) Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $V_{cp} = 1,2 \div 1,6$ м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ, m^2 ,

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}}, \quad (4.1)$$

и внутренний диаметр, см,

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}}, \quad (4.2)$$

где Q - дебит скважины, $m^3/сут$; V_{cp} - выбранная величина средней скорости.

Исходя из ближайшего внутреннего диаметра выбирается стандартный диаметр НКТ. Если разница получается существенной, то корректируется V_{cp} .

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{вн}}, \quad (4.2')$$

где $F_{вн}$ - площадь внутреннего канала выбранных стандартных НКТ.

б) Определение необходимого напора ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_{г} + h_c, \quad (4.3)$$

где $h_{ст}$ - статический уровень жидкости в скважине, м; Δh - депрессия, м; $h_{тр}$ - потери напора на трение в трубах; $h_{г}$ - разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины; h_c - потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g}, \quad (4.4)$$

где K - коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$; $\rho_{ж}$ - плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$.

Потери напора на трение в трубах, м, определяются по формуле

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{(L + l) \cdot V_{ср}^2}{d_{вн} \cdot 2 \cdot g}, \quad (4.5)$$

где L - глубина спуска насоса, м,

$$L = h_{ст} + \Delta h + h; \quad (4.6)$$

h - глубина погружения насоса под динамический уровень; l - расстояние от скважины до сепаратора, м; λ - коэффициент гидравлического сопротивления,

Коэффициент λ определяют в зависимости от числа Re и относительной гладкости труб K_s :

$$Re = \frac{V_{ср} \cdot d_{вн}}{\nu}, \quad (4.7)$$

где ν - кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

$$K_s = \frac{d_{вн}}{2 \cdot \Delta}, \quad (4.8)$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

Способом определения λ является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad \text{если } Re < 2300 \quad (4.9)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad \text{если } Re > 2300 \quad (4.10)$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (4.11)$$

где P_c - избыточное давление в сепараторе.

Подставляя вычисленные значения Δh , $h_{\text{тр}}$ и h_c и наперед заданные $h_{\text{ст}}$ и $h_{\text{г}}$ в формулу (4.3), найдем величину необходимого напора для данной скважины.

в) Выбор центробежного насоса

Подбор насоса для заданной подачи, необходимого напора и диаметра эксплуатационной колонны скважины производят по характеристикам погружных центробежных насосов. При этом необходимо иметь в виду, что в соответствии с характеристикой ЭЦН напор насоса увеличивается при уменьшении подачи, а КПД имеет ярко выраженный максимум.

Учитывая, что характеристики ЭЦН построены для воды, следует изменить табличные значения напора в соответствии с плотностью реальной жидкости по соотношению

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (4.12)$$

где $H_{\text{в}}$ - табличное значение напора ЭЦН; $\rho_{\text{в}}$ - плотность пресной воды; $\rho_{\text{ж}}$ - плотность реальной жидкости,

Для учета вязкости реальной жидкости (более 0,03 - 0,04 см²/с) и пересчета характеристики ЭЦН следует воспользоваться известными методиками пересчета, например.

Для совмещения характеристик скважины и насоса применяют два способа.

1. На выкиде из скважины устанавливают штуцер, на преодоление дополнительного сопротивления которого расходуют избыточный напор насоса $\Delta H = H - H_c$. Однако, этот способ прост, но не экономичен, так как снижает КПД насоса и установки в целом.

2. Второй способ предусматривает разборку насоса и снятие лишних ступеней. Этот способ трудоемкий, но наиболее экономичный, так как КПД насоса не изменяется.

Число ступеней, которое нужно снять с насоса для получения необходимого напора, равно:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{H_c}{H} \right] \cdot z, \quad (4.12a)$$

где H - напор насоса по его характеристике, соответствующий дебиту скважины; H_c - необходимый напор скважины; z - число ступеней насоса.

Выбор электродвигателя

Необходимую (полезную) мощность двигателя, кВт, определяют по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_c}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (4.13)$$

где $\eta_{\text{н}}$ - КПД насоса по его рабочей характеристике, $\rho_{\text{ж}}$ - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет 0,92 ÷ 0,95 (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_{\text{н}} = \frac{N_{\text{п}}}{0,92} . \quad (4.14)$$

4.4.2 Расчет задачи

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

Дано:

наружный диаметр эксплуатационной колонны - 140 мм;

глубина скважины - 2000 м;

дебит жидкости $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$;

статический уровень $h_{\text{ст}} = 850 \text{ м}$;

коэффициент продуктивности скважины $K = 60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

глубина погружения под динамический уровень $h = 40 \text{ м}$;

кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем $h_{\text{г}} = 15 \text{ м}$;

избыточное давление в сепараторе $P_{\text{с}} = 0,2 \text{ МПа}$;

расстояние от устья до сепаратора $l = 60 \text{ м}$;

плотность добываемой жидкости $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$.

Решение:

Определяем площадь внутреннего канала НКТ по формуле (4.1) при $V_{\text{ср}} = 1,3 \text{ м/с}$:

$$F_{\text{вн}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2 .$$

Внутренний диаметр по формуле (5.2)

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{10,68}{0,785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм} .$$

Ближайший больший $d_{\text{вн}}$ имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{\text{вн}} = 40 \text{ мм}$).

Скорректируем выбранное значение $V_{\text{ср}} = 130 \text{ см/с}$:

$$V_{\text{ср}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}.$$

При выборе НКТ при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм. Депрессия по формуле (4.4) будет равна

$$\Delta h = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м}.$$

Число Рейнольдса по формуле (4.7)

$$Re = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120.$$

Относительная гладкость труб по формуле (4.8)

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200.$$

По графику, находим $\lambda = 0,03$.

Определим λ по формуле (4.10) для сравнений.

$$\lambda = \frac{0,3164}{22120^{0,25}} = 0,025.$$

Глубина спуска насоса по формуле (4.6)

$$L = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м}.$$

Потери на трение в трубах по формуле (4.5)

$$h_{\text{тр}} = 0,03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м}.$$

Потери напора в сепараторе по формуле (4.11)

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м}.$$

Величина необходимого напора (формула (4.3))

$$H_c = 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м}.$$

Для получения дебита $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1176 \text{ м}$ выбираем

ЭЦН5-130-1200 с числом ступеней 282, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 140 мм .

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор ЭЦН на воде составит 1250 м.

По соотношению (4.12) найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$;

$$H_{\text{ж}} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м} .$$

Так как вязкость жидкости не превышает 3 сантипуаз, то пересчет по вязкости жидкости не требуется.

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле (4.12а) число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{1176}{1420} \right] \cdot 282 = 48,0 .$$

Следовательно, насос должен иметь 234 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 5,03 м.

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя (формула (4.13))

$$N_{\text{п}} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 1176}{86400 \cdot 102 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт} ,$$

где 0,57 - КПД насоса. Необходимая мощность двигателя

$$N_{\text{н}} = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт} .$$

Ближайш...ий типоразмер это ПЭД 28 - 103 с КПД 0,73, напряжение 850 В, сила тока 34,7 А, $\cos \alpha = 0,75$, температура окружающей среды до 70°C . Этому двигателю соответствует гидрозащита П92, ПК92, П92Д [9].

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН с меньшей подачей на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

5.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основание использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН ЭЦНМИК5А25-1700(800) повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 25 м³/сут. Этим мы получаем насос с подачей 25 м³/сутки для использования на малodeбетных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малodeбетных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производится монтаж и спуск УЭЦН на колонне НКТ.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы». Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным замером	26
Монтаж УЭЦН	4
Итого:	48

Общее время на мероприятие по смене УЭЦН будет равно 48 ч.

5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника: установка электроцентробежного насоса, станция управления.

Основные узлы УЭЦН:

- ЭЦН (электроцентробежный насос)-важный элемент установки, собственно за счет которого осуществляется подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в трубу (стальной корпус);

- ПЭД (погружной электродвигатель);
- Гидрозащита;
- Кабель.

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе применяются еще разнообразное оборудование и механизмы, перечислим основные из них:

- Газосепаратор- используют для снижения количества газа на входе в насос;

- Термоманометрическая система, выдающая на поверхность данные о температуре и давлении среды, в которой работает насос;
- Трансформатор.

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части (таблица 5.2). Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 5.2 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол- во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка ЭЦНМИК5А 30-1700(800)	17600000	13,5	2376000	271,2	1	240	65096
Гидрозащита	900000	9	81000	9,2	1	240	2219
Кабель погружной	215000	11,3	24295	2,8	1	240	666
Газосепаратор	138000	10	13800	1,6	1	240	378
Термоманометр ич.система	67000	8	5360	0,6	1	240	147
Трансформатор	178000	10,5	18690	2,1	3	240	512
Итого	69018						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 69018 руб.

5.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по смене УЭЦН подрядной организацией А, приведена в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Организация А		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 73мм	22080	28	618 240
2	Кабель	2300 м	80	184 000
Итого:				802 240

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией А составят 802 240 руб.

5.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся (таблица 5.4):

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 5.4 – Расчет заработной платы

Профессия	Раз ряд	Количество, Орг.А	Тарифная ставка, руб./час организация А	Начисления за проведение мероприятия (48ч.), организация А	Сев. и рай. коэф. 50%+70%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
					Организация. А	Организация. А
Технолог	12	1	350	16800	20160	36960
Мастер	11	1	300	14400	17280	31680
Бурильщик	7	1	250	12000	14400	26400
Машинист	6	1	180	8640	10368	19008
Помощник бур.	5	1	200	9600	11520	21120
Супервайзер	5	1	400	19200	23040	42240
Геофизик	4	1	170	8160	9792	17952
Итого		10		88800	106560	195360

По данным из таблицы 5.4 заработная плата составляет 195360 рублей.

5.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 1.7 -1.8.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12) (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией А

Показатель	Техно-лог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
Начисления за проведение мероприятия (48ч.), организация А	36960	31680	26400	19008	21120	42240	17952
ФСС (2,9%)	1072	919	766	551	612	1225	521
ФОМС(5,1%)	1885	1616	1346	969	1077	2154	916
ПФР (22%)	8131	6970	5808	4182	4646	9293	3949
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	444	380	317	228	253	507	215
Всего, руб.	48491	41564	34636	24938	27709	55418	23553
Общая сумма, руб.	256312						

Исходя из полученных значений страховых взносов, (таблица 5.5) получается, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией А составят 256312 руб.

5.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	69018
Затраты на материалы	802240
Оплата труда	195360
Страховые взносы	256312
Накладные расходы (20%)	264586
Всего затрат:	1587516

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией А составляют 1587516 руб. [12,13].

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

6.1 Производственная безопасность

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных и винтовых насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций. Опасные и вредные факторы при выполнении работ с электроцентробежными насосами (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществле ние работ	1.Повышенный шум; 2.Отклонение показателей климата; 3.Электромагнитные поля радиочастот.	1.Опасность поражения электрическим током; 2.Опасность механических повреждений	ГОСТ 12.3.003-86 ПОТ Р М 020- 2001 СН 2.2.4/2.1.8. 562-96 ГОСТ 12.1.003-83

6.1.1 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на месторождении

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный шум - источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спуско-подъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвижная паровая установка (ППУ), автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

а) Использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование.

б) Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные.

в) Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

г) Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

д) Соблюдение режима труда и отдыха [14].

Отклонение параметров климата - климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37 °С, минимальная -55 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Электромагнитные поля радиочастот - основными источниками электромагнитной энергии радиочастотного диапазона (РЧ) в производственных помещениях являются неэкранированные ВЧ-блоки установок: генераторные шкафы, конденсаторы, ВЧ-трансформаторы, магнетроны, клистроны, лампы бегущей волны, волноводные тракты и другое). Основными источниками излучения электромагнитной энергии РЧ в окружающую среду служат антенные системы радиолокационных станций (РЛС), радио- и телерадиостанций, в том числе систем мобильной радиосвязи, воздушные ЛЭП и прочее. Современный этап характеризуется увеличением мощностей источников электромагнитного излучения (ЭМИ) РЧ, что при определенных условиях может приводить к электромагнитному загрязнению окружающей среды и оказывать неблагоприятное воздействие на организм человека.

Наиболее характерными при воздействии радиоволн всех диапазонов являются отклонения от нормального состояния центральной нервной системы и сердечно-сосудистой системы человека. Общим в характере биологического действия электромагнитных полей радиочастот большой интенсивности является тепловой эффект, который выражается в нагреве отдельных тканей или органов. Особенно чувствительны к тепловому эффекту хрусталик глаза, желчный пузырь, мочевой пузырь и некоторые другие органы.

Субъективными ощущениями облучаемого персонала являются жалобы на частую головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, вялость, слабость, повышенную потливость, потемнение в глазах, рассеянность, головокружение, снижение памяти, беспричинное чувство тревоги, страха и другое.

ЭМП радиочастот следует оценивать показателями интенсивности поля и создаваемой им энергетической нагрузкой.

В диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц интенсивность ЭМП характеризуется напряженностью электрического (Е) и магнитного (Н) полей, энергетическая нагрузка (ЭН) представляет собой произведение квадрата напряженности поля на время его воздействия. Энергетическая нагрузка, создаваемая электрическим полем:

$$\text{ЭН}_E = E^2 \cdot T$$

Энергетическая нагрузка, создаваемая магнитным полем:

$$\text{ЭН}_H = H^2 \cdot T$$

Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот на рабочих местах персонала указаны в таблице 6.2 согласно ГОСТ 12.1.006-84:

Таблица 6.2 – Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	-	-
Энергетическая нагрузка электрического поля, (В/м) ² ·ч	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка магнитного поля, (А/м) ² ·ч	200	-	-

Организационные мероприятия по защите от ЭМП. К организационным мероприятиям по защите от действия ЭМП относятся:

- а) Использование средств индивидуальной защиты, например, экранирующие комплект – индивидуальная сетка Фарадея;
 - б) Экранирование рабочего места или источника излучения;
 - в) Правильный выбор режима работы оборудования;
 - г) Ограничение время нахождения в зоне действия ЭМП радиочастот;
 - д) Ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП радиочастот;
- максимальное увеличение расстояния от источников ЭМП радиочастот

Техника безопасности при такелажных работах. При работах по погрузке и разгрузке оборудования установок ЭЦН с транспортных средств необходимо соблюдать правила безопасности при такелажных работах. В частности, нельзя быть на пути кабельного барабана, спускаемого лебедкой с откосов машины или саней. Нельзя находиться и сзади него. Все погрузочные и разгрузочные устройства должны подвергаться периодическим испытаниям и не реже чем раз в 3 месяца осматриваться и регулироваться. На транспортировочном агрегате все части установки ЭЦН должны быть надежно закреплены. Насосы, гидрозащита и электродвигатель закрепляются скобами и

винтами, трансформатор, станция управления — цепями, а барабан — за свою ось четырьмя винтовыми растяжками.

6.1.2 Анализ выявления опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на месторождении

Опасность поражения электрическим током. Принятые в проекте технические решения и оборудование обеспечивают его эксплуатацию при соблюдении оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом «Правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок.» ПОТ РМ-01602001, РД 153-34.0-03.150-00.

Электроснабжение узла учета выполняется от КТП 6/0,4 кВ, которая расположена в здании основной насосной.

Основные потребители электроэнергии по надежности электроснабжения относятся к II категории.

Для предотвращения возникновения и распространения пожара предусмотрен ряд противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями ПУЭ, основным из которых является применение кабелей с оболочкой, не поддерживающей горение.

Выполнение заземления оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Предусмотрено рабочее освещение здания и его помещений.

Задвижки системы пожарной защиты здания запитываются со щита станции управления, расположенного в электрощитовой основной насосной станции, имеющей I категорию надежности по электроснабжению.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока

через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 6.3.

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения. Наиболее вероятные и одновременно наиболее опасные пути протекания тока: рука-рука, рука-нога, нога-нога.

Таблица 6.3 – Воздействие тока на человека

Воздействие на человека постоянного и переменного токов		
Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

- а) С одновременным прикосновением человека к двум токоведущим

неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;

б) С однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;

в) С приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- а) Изолировать токоведущие части оборудования;
- б) Заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- в) Применять СИЗ, не проводящие токи;
- г) Устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно-гигиенических норм до начала работ:

- а) Оформить наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности;
- б) Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по

выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске [15];

в) Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

г) Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

д) Проверить исправность используемого оборудования.

Пожаровзрывоопасность. При эксплуатации УЭЦН на С нефтяном месторождении при возгорание и взрыве на устье, нужно сообщить старшему по смене необходимо остановить все виды работ, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

6.2 Экологическая безопасность

Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил.

а) Проверку надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

б) Корпуса трансформатора (автотрансформатора) и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

в) Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В.

г) Установка включается нажатием на кнопки "Пуск" и "Стоп" при повороте пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления, персоналом, имеющим квалификации группы I и прошедшим специальный инструктаж.

д) Работы по монтажу, проверке, регулировке, снятию на ремонт и установке измерительных приборов и релейных аппаратов на станциях управления, а также переключение ответвлений в трансформаторах (автотрансформаторах) необходимо проводить только при выключенной установке, выключенном блоке рубильник - предохранитель, со снятыми предохранителями, двумя лицами с квалификацией одного из них не ниже группы III.

е) Кабель от станции управления до устья скважины прокладывается на металлических стойках на высоте от земли 0,5 м. Через каждые 50 м должны быть установлены предупреждающие знаки. Кабель должен иметь на своей длине открытое соединение с тем, чтобы газ из скважины не мог проходить по кабелю в помещение станции управления. Для этого делается металлическая коробка, в которой размещено соединение жил кабеля, исключающее перемещение газа к станции управления.

ж) Запрещается прикасаться к кабелю при работающей установке и при пробных пусках.

з) Сопротивление изоляции установки измеряется мегомметром напряжением до 1000 В.

и) Менять блок рубильник — предохранитель и ремонтировать его непосредственно на станции управления только при отключенном напряжении сети 380 В от станции управления (отключение осуществляется персоналом с квалификацией не ниже группы III на трансформаторной 6/0.4 кВ).

к) При соединении узлов погружного агрегата запрещается держать руками шлицевую муфту.

Оборудование установки ЭЦН монтируется согласно руководству по эксплуатации.

Если наземное оборудование установки установлено в будке, станция управления должна быть установлена таким образом, чтобы при открытых ее дверях обеспечивался свободный выход наружу. Оборудование должно быть ограждено, а пол рабочей площадки должен быть на уровне земли не менее чем на 0,2м.

Все наземное оборудование установки надежно заземляется. Сопротивление контура заземления должно быть не более 4 Ом [16].

При спуско-подъемных работах скорость движения труб с кабелем не должна быть больше 0,25 м/с. Для намотки и смотки кабеля с барабана используются установки подачи кабеля с дистанционным управлением приводом механизированного барабана.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;

- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 6.4)

Таблица 6.4 – Вредные вещества

Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
			г/сек	т/год
Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
Сажа	0.15	3	0	2
Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на

факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

- а) Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
- б) Установление и поддержание водо-охранных зон;
- в) Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
- г) Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
- д) Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
- е) Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;

- ж) Контроль качества сварных швов;
- з) Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
- и) Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
- к) Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
- л) Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
- м) При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе монтажа ЭЦН при спуско- подъемных операциях по различным причинам:

- а) По причине техногенного характера;
- б) Газонефтеводопроявления;
- в) Попадания молнии.

В случае возгорания и взрывов на устье старшему по смене необходимо остановить все виды работ, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ГОСТ 12.1.029-80 «ССБТ Средства и методы защиты от шума Классификация»

ГОСТ 61140-2012 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования»

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатурные показатели и методы их определения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предприятие по добычи нефти, использует последние инновации в науке и технике, пытаясь достичь максимального результата при минимальных вложениях. При этом вопросы, направленные на снижение затрат на обслуживание и ремонт глубинно-насосного оборудования, а также сокращение времени простоев и ремонта, становятся все более актуальными и жизненно важными в деятельности нефтяных компаний.

На С нефтяном месторождении эксплуатационный фонд составляет 972 скважины, из них добывающий фонд-714 скважин и неработающий фонд 258 скважин, добыча нефти с помощью установок электроцентробежных насосов составляет %. Очевидно, что необходимо уделять пристальное внимание, и постоянно контролировать фонд скважин оборудованных УЭЦН. В данной работе проанализированы причины отказов УЭЦН, рассмотрено изменение межремонтного периода скважин в динамике и пути его увеличения.

В результате анализа преждевременных отказов на скважинах оборудованных УЭЦН, выяснилось, что в % случаев виновной стороной оказалось ЦДНГ, основные причины выхода УЭЦН из строя происходят вследствие:

- засорения рабочих органов УЭЦН механическими примесями %;
- повышенной кривизны скважин %;
- бесконтрольной эксплуатации %.

Предложены мероприятия по увеличению межремонтного периода скважин. Дана оценка эффективности спуска дополнительного оборудования пакер-фильтра ФС двух модификаций, с целью увеличения продолжительности работы УЭЦН без ремонта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2012 г. (заключительный отчет), тема 89.87, СибНИИНП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1982, 213 с.
2. Составление проектов и технологических схем разработки месторождений объединения <<Томскнефть>>. Проект Советского месторождения (заключительный), договор Е. 86. 4775. 88, ТомскНИПИнефть, Багаутдинов А.К. и др., Томск, 1990, т. 1, 511 с.
3. Анализ и уточнение технологических и технико – экономических показателей разработки месторождений ОАО <<Томскнефть>> ВНК. договор № 63н (Ю-9-4-01/180), ОАО <<ТомскНИПИнефть ВНК>>, Багаутдинов А.К., Ильин Н.Н. и др., Томск. 1999, т. 11, книга 1, часть 1, 181 с.
4. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.
5. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев “Справочник инженера по добыче нефти”. ООО “Печатник”, Стрежевой 2002 г., 235 с.
6. В.С. Комаров “Прогнозирование наработки на отказ глубинно-насосного оборудования”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.
7. В.И. Щуров “Технология и техника добычи нефти”. М.: Недра, 1993г., 157 с.
8. Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев “Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования”. М.: Недра, 1989 г., 189 с.
9. Юрчук А. М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 2004, 114 с.
10. С.Г. Бабаев “Надежность нефтепромыслового оборудования”. М.: Недра, 1987 г., 161 с.

11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
12. Экономика предприятия, Учебник, Практикум, Грузинов В.П., Грибов В.Д., 2005.;
13. Экономика организации: Практикум для бакалавров Шаркова А.В., Ахметшина Л.Г. Дашков и К • 2014 год • 120 страниц
14. Борьба с шумом на производстве: Справочник / Е.Я. Юдин, Л.А. Борисов; Под общ. ред. Е.Я. Юдина – М.: Машиностроение, 1985. – 400с.
15. Безопасность жизнедеятельности. /Под ред. Н.А. Белова - М.: Знание, 2000 - 364с.
16. Правила эксплуатации электроустановок, ПУЭ. Энергоатомиздат, 1985.
17. Самгин Э.Б. Освещение рабочих мест. – М.: МИРЭА, 1989. – 186с.
18. Корпоративная социальная ответственность: учебник для бакалавров, Э.М. Короткова. – М.: Издательство Юрайт, 2012. – 445с.
19. Мотузко Ф.Я. Охрана труда. – М.: Высшая школа, 1989. – 336с.