Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

Выпускная квалификационная работа

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА К НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (Томская область)

УДК 622.276.53.054.23-049.7.-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Харитонович В.А.		

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.	канд.хим.наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	канд.хим.наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	к.г.м.н., доцент		

Томск 2017г

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ __Чернова О.С._
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Харитонович В.А

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на К нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 03.03.2017 № 1462/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017г

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по К месторождению, тексты и графические матери-алы отчетов и научно-исследовательских работ, научно техническая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Геолого-физическая характеристика месторождений 2 Состояние разработки К месторождения 3 Техническая часть 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Рисунок 1.1 Обзорная схема К НГКМ 2. Рисунок 1.2 Геологический разрез К НГКМ по линии I-I 3. Рисунок 1.3 Характеристика распределения ФЕС по керновым данным 4. Рисунок 1.4 Зависимость абсолютная проницаемость – пористость и эффективная проницаемость - пористость 5. Рисунок 2.1 Прогнозные уровни добычи К и Б

	месторождения 6. Рисунок 2.2 Схема кустовых площадок КНГКМ 7. Рисунок 2.3 Уровень закачки рабочего агента на КНГКМ 8. Рисунок 2.4 Сравнение прогнозных и фактических показателей добычи нефти 9. Рисунок 2.5 Сравнение прогнозных и фактических показателей добычи газа 10. Рисунок 3.1 Состав УЭЦН 11. Рисунок 3.2 Количество добывающих скважин по способам эксплуатации 12. Рисунок 3.3 Распределение механизированного фонда скважин по типам ЭЦН 13. Рисунок 3.4 Динамика МРП 14. Рисунок 3.5 Динамика наработки на отказ 15. Рисунок 3.6 Причина отказов УЭЦН 16. Рисунок 3.7 Измельчающие устройства 17. Рисунок 3.8 Зависимость максимального газасодержания от подачи жидкости 18.Рисунок 3.9 Сепоратор типа МНК 19. Рисунок 3.10 Центробежный газасепоратор 20. Рисунок 3.11 Газасепоратор – деспергатор типа ГДН 21. Рисунок 3.12 Характеристика газасепораторов 22. Рисунок 3.13 Схема установки

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

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			10.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Харитонович В.А.		

Томск 2017г

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных 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:	05.06.2017

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.11.2016	Геологическое строение месторождения	20
25.11.2016	Состояние разработки месторождения	20
03.04.2017	Техническая часть	25
12.04.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
20.04.2017	Социальная ответственность	15

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., доцент		

Томск-2017г

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Харитонович В.А.

Институт	Природных ресурсов	**Кафедра**	Геологии и разработки нефтегазовых месторождения
Уровень образования	Бакалавриат	**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:	
Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
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.	канд.хим.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Харитонович В.А.		

Томск-2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Харитонович Валерий Анатольевич

Институт	**Природных ресурсов**	**Кафедра**	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	**Специалист**	**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 К НГК месторождение Парабельского района. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на НГКМ К 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 К нефтегазоконденсатном месторождении*	*При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на НГКМ К в Томской области существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:* – *превышение уровней шума* – *отклонение показателей климата;* – *электромагнитные поля радиочастот;* – *техника безопасности при такелажных работах*
1.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на К нефтегазоконденсатном месторождении	*При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на НГКМ К в Томской области могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:* – *поражение электрическим током;* – *опасность механических повреждений;*
2. Экологическая безопасность:	*При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на К НГКМ в Томской области будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов. Поверхностных водотоков или других водоемов вблизи не имеется, негативного воздействия на водную среду не будет. Животный мир вблизи объектов также не обитает вследствие фактора беспокойства.*

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.	канд.хим.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Харитонович В.А.		

Томск 2017г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с., 22 рисунка, 17 таблиц, 25 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, залежь, фонд скважин, установка электроцентробежного насоса, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ.

Объектом исследования является К нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин УЭЦН и преждевременных отказов насосов.

В ВКР проведена работа по сбору информации по всему фонду пробуренных скважин и выявлены факторы, оказывающие отрицательное влияние на работу УЭЦН. Предложены мероприятия по увеличению МРП и снижению количества причин преждевременных отказов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 12

1 Геологическое строение месторождения 13

1.1 Общие сведения о месторождении 13

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 14

1.3 Нефтегазоносность месторождения 20

1.4 Характеристика коллекторов продуктивных пластов 24

1.5 Свойства и состав пластовых флюидов 29

1.6 Состояние запасов 34

2 Состояние разработки К месторождения 35

2.1 Состояние разработки 35

3 Техническая часть 43

3.1 Способы добычи пластовой жидкости 43

3.2 Добыча пластовой жидкости при помощи УЭЦН 44

3.3 Устройство погружных электроцентробежных насосов 45

3.4 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН 50

3.5 Межремонтный период 52

3.6 Факторы, оказывающие отрицательное влияние на работу УЭЦН 56

3.7 Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН 70

3.8 Контроль за эксплуатацией УЭЦН 75

4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 77

4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН 77

4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования 78

4.3 Затраты на амортизационные отчисления 79

4.4 Затраты на материалы 80

4.5 Расчет заработной платы 80

4.6 Затраты на страховые взносы 82

4.7 Затраты на проведение мероприятий 83
5. Социальная ответственность 84
5.1 Производственная безопасность 84
5.2 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на КНГКМ 85
5.3 Анализ выявления опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на КНГКМ 89
5.4 Экологическая безопасность 93
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 100
5.6 Организационные вопросы обеспечения безопасности 101
Заключение 102
Список использованных источников 103

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ППД – поддержание пластового давления;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

МРП – межремонтный период;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

УДНГ – управление добычи нефти и газа;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

СУ – станция управления;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

МФН – мультифазный насос;

ППР - планово-предупредительный ремонт;

ВВЕДЕНИЕ

В России большая часть углеводородов добывается механизированным способом. На сегодняшний день большая часть УЭЦН работает в условиях, когда добываемая жидкость содержит: большое количество механических примесей, свободный газ и АСПО. В таких условиях качественная работа центробежных насосов становится проблематичной. На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтный период работы установок. Учитывая все проблемы, подбор оборудования к данным условиям проводится путем выбора технологий, позволяющих снизить влияние высокого газового фактора, большого содержания механических примесей и АСПО.

В данной работе целью является правильный подбор установки ЭЦН

Правильно подобранная установка позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства путем увеличения МРП и снизить затраты. Что ведет к увеличению прибыли, и является основной задачей для нефтяной компании.

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Способы добычи пластовой жидкости

Добываемая пластовая жидкость - это смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа. Подъём пластовой жидкости с забоя скважины на дневную поверхность, происходит за счет естественной энергии пласта и энергии, подаваемой в скважину тем или иным способом с дневной поверхности.

Все способы добычи нефти можно разбить на четыре группы:

1. Артезианское фонтанирование, при котором подъем жидкости на поверхность осуществляется гидростатическим напором жидкости, поступающей из эксплуатируемого объекта, т.е. за счет давления на забое работающей скважины.

2. Фонтанный способ добычи. Фонтанная эксплуатация скважин, является одним из наиболее эффективных способов добычи нефти, особенно на новых площадях. Поскольку он не требует дополнительных затрат энергии на подъем жидкости, а при его применении используют исключительно энергетические ресурсы пласта, фонтанный способ добычи нефти, кроме того, является наиболее дешевым.

3. Газлифтный способ добычи. При газлифтном способе эксплуатации недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа по специальному каналу.

Газлифт подразделяется на два типа: компрессорный и безкомпрессорный. При компрессорном газлифте для сжатия попутного газа применяются компрессоры, а при безкомпрессорном газлифте используется газ газового месторождения, находящийся под давлением, или из других источников.

4. Насосные способы добычи. Насосным способом добычи нефти называется способ, при которых подъем жидкости осуществляется механизированным способом, работающими на подводимой извне энергии.

При отборе из скважин больших количеств жидкости наиболее рационально и экономично применять электроцентробежные насосы, приспособленные для перемещения значительных масс жидкости и создающие наибольшие напоры. Двигатель и насос представляют собой единый погружной агрегат. Электроэнергия подается по специальному кабелю, расположенному вдоль насосно-компрессорных труб.

Производительность современных погружных УЭЦН может колебаться от 10 до 2000 $м^3$/сут, а напор от нескольких метров до 3000 метров столба перекачиваемой жидкости. Большими преимуществами погружных электроцентробежных насосных установок являются относительно большой межремонтный период работы. Поскольку на Казанском месторождении из фонда скважин оборудованных электроцентробежными насосами добывается основная масса всей добываемой продукции, рассмотрим их подробнее [8].

3.2 Добыча пластовой жидкости при помощи УЭЦН

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) применяются для откачивания пластовой жидкости на скважинах:

- нефтяных, с высоким содержанием парафина;
- малодебитных, с низким уровнем жидкости;
- малодебитных, с водонапорным режимом;
- высокодебитных;
- сильно обводненных, где для добычи определенного количества нефти необходимо - отбирать большое количество воды;
- глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности;

- наклонных;
- с высоким газосодержанием;
- с содержанием солей в добываемой жидкости.

3.3 Устройство погружных электроцентробежных насосов

УЭЦН - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, $м^3$/сут: 1200 - напор, м; Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°С; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 ° на 10 м.

- угол отклонения ствола скважины от вертикали в зоне работы погружного агрегата должен быть не более 60°
- кривизна ствола скважины в зоне расположения погружного агрегата должна быть не более 3' на 10 м;

Максимально допустимое значение кривизны ствола скважины α, градусов на 10 м, в интервале подвески погружного агрегата в скважине определяется по формуле:

$$\alpha = 2 \cdot \arcsin \frac{40 \cdot S}{4 \cdot S^2 + L^2} \quad [9]$$

где S – зазор между внутренним диаметром обсадной колонны и максимальным диаметральным габаритом погружного агрегата, м;

L – длина погружного агрегата, м.

Рисунок 3.1 – Состав УЭЦН

Установка электроцентробежного насоса для нефтяных скважин включает:

- центробежный насос с 50-600 ступенями;
- асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом;
- протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды;
- компенсатор;
- кабельную линию;
- трансформатор и станцию управления.

На (Рисунке 3.1) приведена схема оборудования добывающей скважины УЭЦН.

Длина ЭЦН 25-30м. При длине УЭЦН 5-8 м (в зависимости от диаметра) они состоят из отдельных секций.

Для удобства сборки, транспортировки и монтажа спроектированы по секционному принципу.

Часто применяются варианты комплектации насосов средней секцией с дополнительным входным модулем, когда требуется устранить вредное влияние свободного газа на работу насоса, в состав приемного модуля включается газосепаратор.

Основными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов.

Газожидкостная смесь, проходя через направляющие аппараты разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство. Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Погружной электродвигатель (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный,

асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из: протектора и компенсатора – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции:

- уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя;
- защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и охлаждается, изменяясь соответственно в объёме. Изменение объёма масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сросткой. Кабель-

удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления.

Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен запуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевой арматуры и выкидной линии скважины при остановке насоса, автоматический запуск нежелателен. Более предпочтительным здесь является ручной запуск установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевой арматуры и выкидной линии.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации [9].

3.4 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН

Основная часть фонда ЭЦН К месторождения представлена насосами Российского производства фирмы «Х».

Характеристика фонда скважин в целом на месторождении представлена в Таблице 3.1.

Таблица 3.1-Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Общий фонд	255
	Эксплуатационный фонд	113
	из них фонтанные	45
	ЭЦН	93
	в освоении	-
	В консервации	4
	Пьезометрические	2
	Наблюдательные	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-
	Переведены под закачку	15
	Переведены на другие горизонты	-
Фонд нагнетательных скважин	Переведены из добывающих	15
	Общий фонд	15
	Эксплуатационный фонд	15
	в т.ч. действующие	15
	в бездействии	-
	в освоении	-

Количество добывающих скважин по способам эксплуатации представлено на Рисунок 3.2. Фонтанным способом добывается нефть около Х% от общего числа скважин. С помощью УЭЦН механизированным способом добывается нефти Х%, около Хт/сут, общая суточная добыча нефти составляет около Х т/сут. Бурение новых эксплуатационных скважин продолжается.

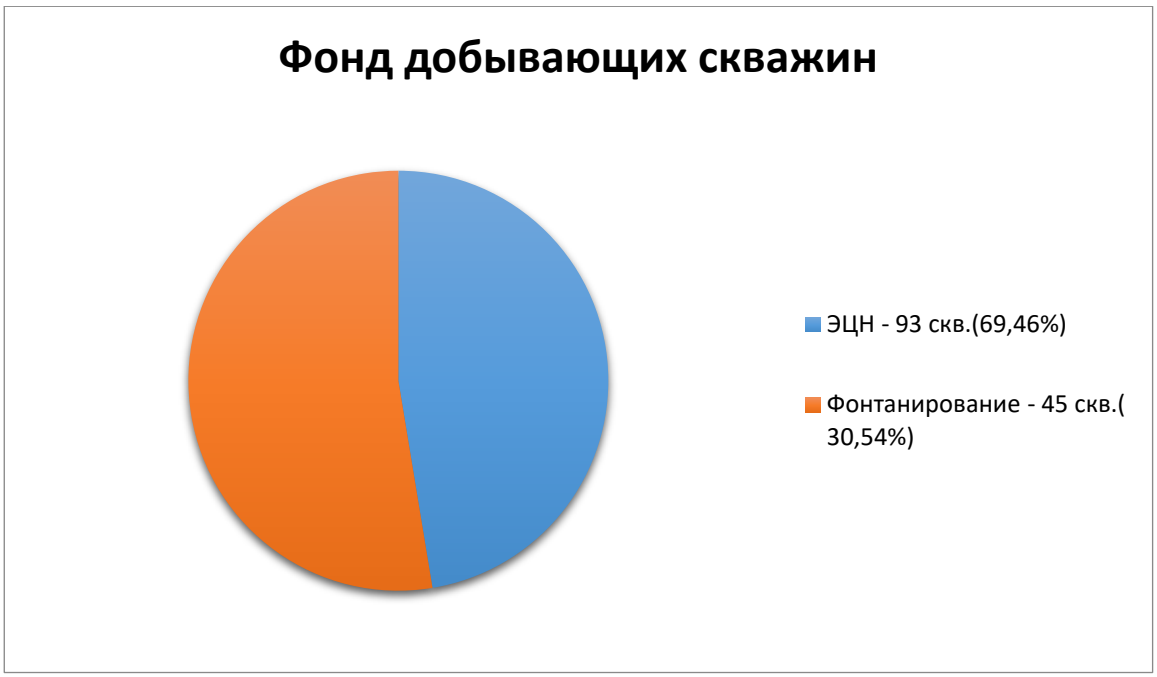


Рисунок 3.2 - Количество добывающих скважин по способам эксплуатации

Для фонтанного способа добычи применяется фонтанная арматура фирмы ОАО «Х» и ЗАО «Х» а для механизированного фонда установлены ЭЦН фирмы «Х».

Распределение механизированного фонда в целом по месторождению представлено на Рисунке 3.3.

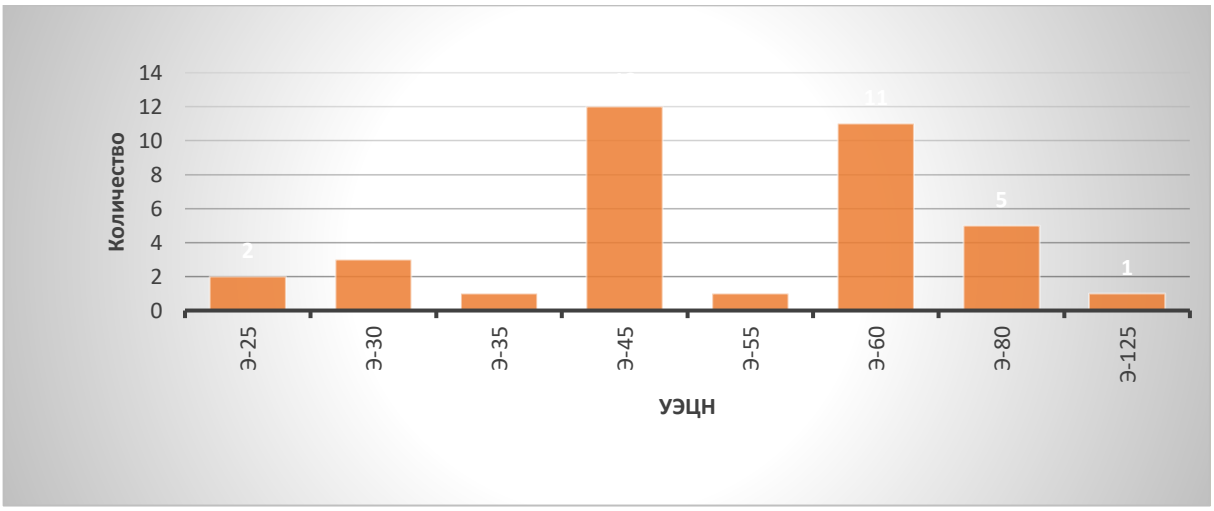


Рисунок 3.3 - Распределение механизированного фонда скважин по типам ЭЦН К месторождения

На К месторождении существует система ППД. Она состоит из блочной кустовой насосной станции (БКНС), блока распределения воды (БРВ), нагнетательных трубопроводов и системы подготовки воды, которая в свою очередь имеет в своем составе сепаратор объемом Х $м^3$, два отстойника воды объемом Х $м^3$ каждый и два резервуара объемом Х $м^3$. Суточный объем подготовленной воды составляет Х $м^3$.

Глубина спуска УЭЦН колеблется от Х м до Х м. Основные данные по добыче нефти скважинами, оборудованными УЭЦН на 01.01.2015 года:

- добыча нефти за месяц – Х тонн, что составляет Х % от общей добычи нефти;
- средний газовый фактор УЭЦН – Х $м^3$/т;
- средний дебит по нефти – Х т/сут;
- средняя обводненность – Х%.

На 01.01.2017 года на КНГКМ находилось 93 скважин, оборудованных УЭЦН, что составляет Х % от общего действующего фонда добывающих скважин.

На механизированный способ эксплуатации скважины были переведены в 2012 году в силу отсутствия стабильного фонтанирования сразу после бурения. На всех скважинах перед спуском УЭЦН предварительно был проведен ГРП.

3.5 Межремонтный период

МРП- время непрерывной работы оборудования между очередными плановыми ремонтами.

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт МРП работы скважин

производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

МРП = Т / N, сут

гдеТ, [сут.] – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N, [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год)

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР (планово-предупредительный ремонт), и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся раздельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее общество по данным, полученным от всех ЦДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода К месторождения за период 2013-2015 г. Таблице 3.2. и на Рисунке 3.4.

Таблица 3.2 Динамика МРП К месторождения

К месторождение	2013	2014	2015
МРП	379	381	377

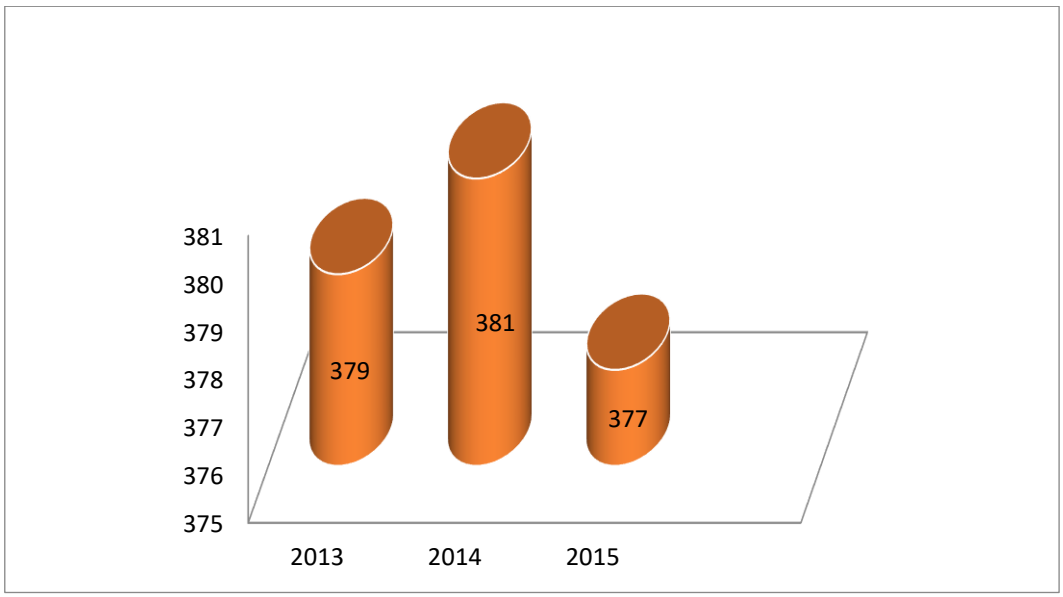


Рисунок 3.4 – Динамика межремонтного периода К месторождения

Таким образом, межремонтный период скважин К месторождения на конец 2015 года в среднем составляет 379 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 365 суток.

Наработка на отказ

Наработка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ ($H_{отк}$) производится по формуле:

$H_{отк} = \Sigma T_i / \Sigma N_i$, сут.

где: ΣN_i – суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.

ΣT_i – суммарное отработанное отказавшим (Σ_{Ni}) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий

со скважинным оборудованием (аварии с насосами, НКТ), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ)
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования
- исследования скважин
- остановки по геологическим причинам (100% обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.)
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энергосбытовых предприятий и т.п.)
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Наработка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации ЭЦН. Расчет наработки на отказ ведется раздельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием[11].

Динамика наработки на отказ за 2013-2015 г. на К месторождении показана в Таблице 3.3 и на Рисунке 3.5.

Таблица 3.3 -Динамика наработки на отказ

Наработка на отказ, сут.	2013	2014	2015
К месторождение	276	274	273

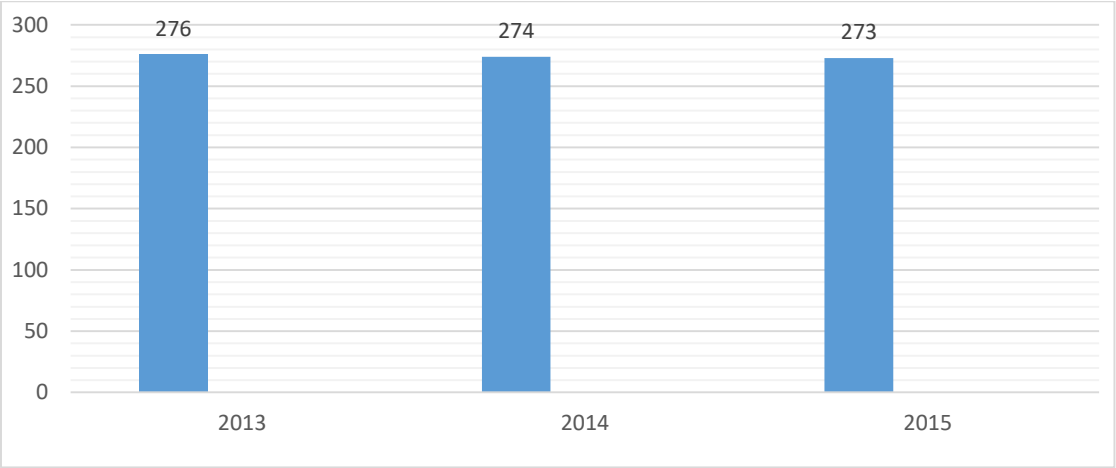


Рисунок 3.5 – Динамика наработки на отказ в сутках на К НГКМ

3.6 Факторы оказывающие отрицательное влияние на работу УЭЦН

Эксплуатация УЭЦН в скважинах, пласты которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаниками, сопровождается разрушением пласта и поступлением жидкостно-песчаной смеси в насос. При содержании песка в откачиваемой жидкости до 1% в течении 10 – 15 суток полностью выходят из строя торцевые поверхности рабочих колес, ступицы, уплотнения, текстолитовые шайбы, вал. Интенсивный вынос песка ведет так же к образованию песчаных пробок и полному прекращению подачи [12].

Причины отказов ЭЦН. Как видно из Рисунка 3.6, наибольший процент составляют отказы по причине механических примесей 39 – 44%. От 1 – до 10% отказов УЭЦН составили причины по ГТМ, слабый приток и прочие. От 22 до 25% наработка на отказ составляет по причине АСПО, от 17 до 29% по причине влияния газа.

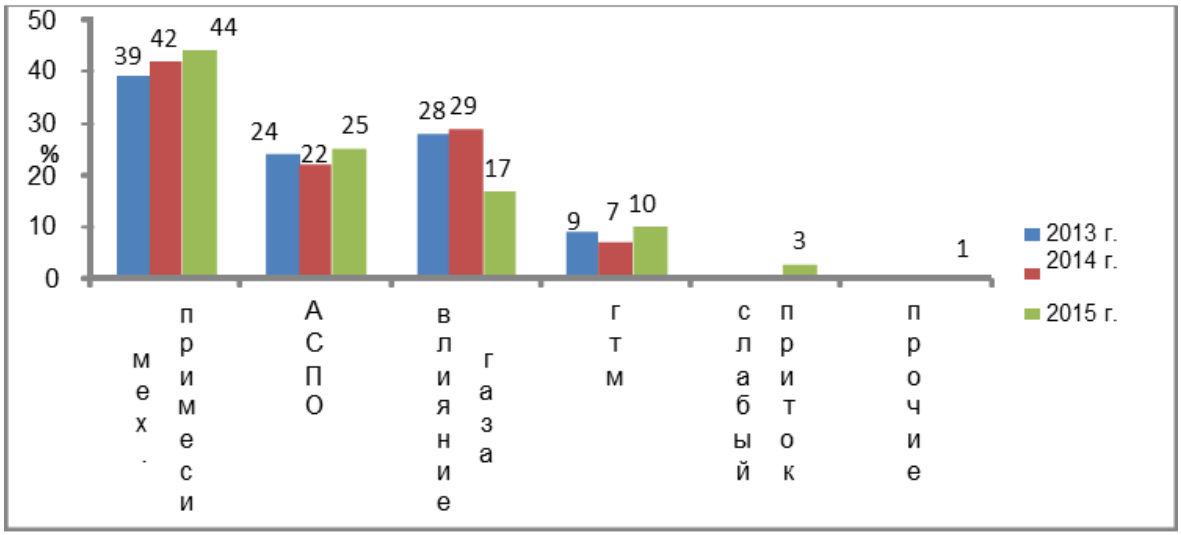


Рисунок 3.6 - Причины отказов УЭЦН

Наличие свободного газа на приёме погружной насосной системы существенно снижает её эффективность работы так как:

- свободный газ снижает объем жидкости в ступени ЭЦН;
- разделение жидкости и газа в поле центробежных сил снижает напор ступени;
- газ стремится застрять в ступени (скапливаясь у центра) и заблокировать поток жидкости;
- блокирование газом происходит в первых ступенях насоса и может привести к блокированию всего насоса (срыв подачи);
- газ является плохой смазкой для подшипников;
- из-за низкой теплоемкости газа снижение дебита может привести к перегреву или сгоранию двигателя.

Наибольшее значение газового фактора скважины, эксплуатируемой УЭЦН, на 01.01.2015 год составляет 407 м^3/т, минимальное значение равно 137 м^3/т.

Мероприятия по устранению факторов оказывающих отрицательное влияния на работу УЭЦН

Борьба с механическими примесями

Для улучшения работы насоса в условиях повышенного выноса механических примесей предлагается применить следующее приспособление - измельчающее устройство, которое позволит устранить причину отказов ЭЦН из-за попадания в его рабочие органы механических примесей ИМ - НМС.

Измельчитель механических примесей предназначен для разрушения и измельчения механических примесей, находящихся в откачиваемой жидкости. Измельчитель мехпримесей устанавливается на нижний опорный подшипник УЭЦН.

Это устройство монтируется в приемной части ЭЦН и состоит из шнека 4, пружины 5, неподвижного диска 2, кулачка 9, кольца 3, ножей 6. При вращении вала насоса 1 кулачок 9 упирается в пружину 10 и приводит во вращение кольцо с ножами 6 на Рисунке 3.7.

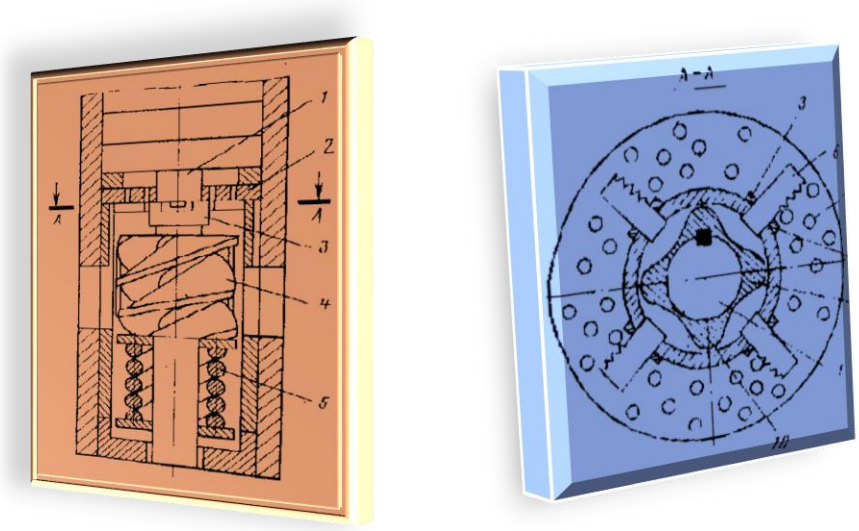


Рисунок 3.7- Измельчающее устройство:

1-вал ЭЦН; 2-диск; 3-кольцо; 4-шнек; 5,10-пружина; 6-ножи; 7-отверстия; 8-направляющие пазы; 9-кулачок.

Ножи измельчают сравнительно нетвердые включения, например, кусочки парафина, смолистых отложений, а также волокнистые образования. Размельчение этих примесей происходит за один оборот вала. Если же в потоке жидкости встречается не поддающееся размельчению твердое тело, вращение ножей прекращается из-за упора одного из них в это твердое тело.

Вал насоса вместе с кулачком начинает проворачиваться относительно кольца 3, преодолевая усилие пружины. Кулачок и пружина поочередно приводят ножки в возвратно-поступательное движение в радиальном направлении при помощи направляющих пазов 8. Зубцы ножей при этом работают как пилы. Шнек обеспечивает проталкивание частиц через диск 2, имеющий отверстия 7 диаметром 2 мм.

В 2008 году внедрено пять УЭЦН с измельчителем механических примесей в скважинах со средней наработкой на отказ 72 суток. Из них отказало пять установок по причине снижения изоляции системы кабель-ПЭД со средней наработкой 101,7 суток [13].

Методы борьбы с механическими примесями:

Технологические — это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения и промышленных жидкостей. Профилактические меры включают очистку призабойной зоны, промывку зумпфа и контроль за КВЧ технологических жидкостей в процессе эксплуатации скважины.

Химические методы борьбы с АСПО

Химические методы очистки – основной способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений в виде дисперсной взвеси, транспортируемой потоком флюидов. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяются отечественные и зарубежные реагенты, например, ИНПАР, СОНПАР, СНПХ-7843 и др., а

также растворители – удалители АСПО: гексановая фракция, СНПХ-7р-1, СНПХ-7850, стабильный газовый конденсат, нефрас и др. Могут быть использованы ингибиторы парафиноотложения, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, присадки комплексного действия - ингибитор-депрессор ИХН-1 и др. Подбор наиболее эффективного ингибитора, растворителя и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями .

Методы борьбы отказа УЭЦН на НГКМ К:

Для борьбы с отложениями АСПО применяют методы:

- Механический, при котором парафин со стенок труб периодически удаляется специальными скребками и выносится струей на поверхность.
- Тепловой, при котором скважина промывается теплоносителем (паром, горячей водой или нефтепродуктами).
- Использование подъемных труб с гладкой внутренней поверхностью (остеклованных или покрытых специальным лаком или эмалями)[13].

Методы борьбы с высоким газовым фактором

Использование газосепараторов

На данном месторождении скважины, оборудованные УЭЦН, эксплуатируются при высоких газосодержаниях, что значительно снижает развиваемое давление и подачу насоса. Нередко повышенное газосодержание на приеме насоса приводит к срыву производительности установки и длительному простою скважины с целью дегазации насоса и запуску скважины с высоким давлением на приеме насоса. Одним из способов, позволяющих сократить время простоя скважин, является применение более совершенных газосепараторов. В настоящее время надежным способом снижения вредного влияния газа на работу ЭЦН является применение центробежных газосепараторов.

В нефтяной отрасли в разные годы применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение[14].

Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами:

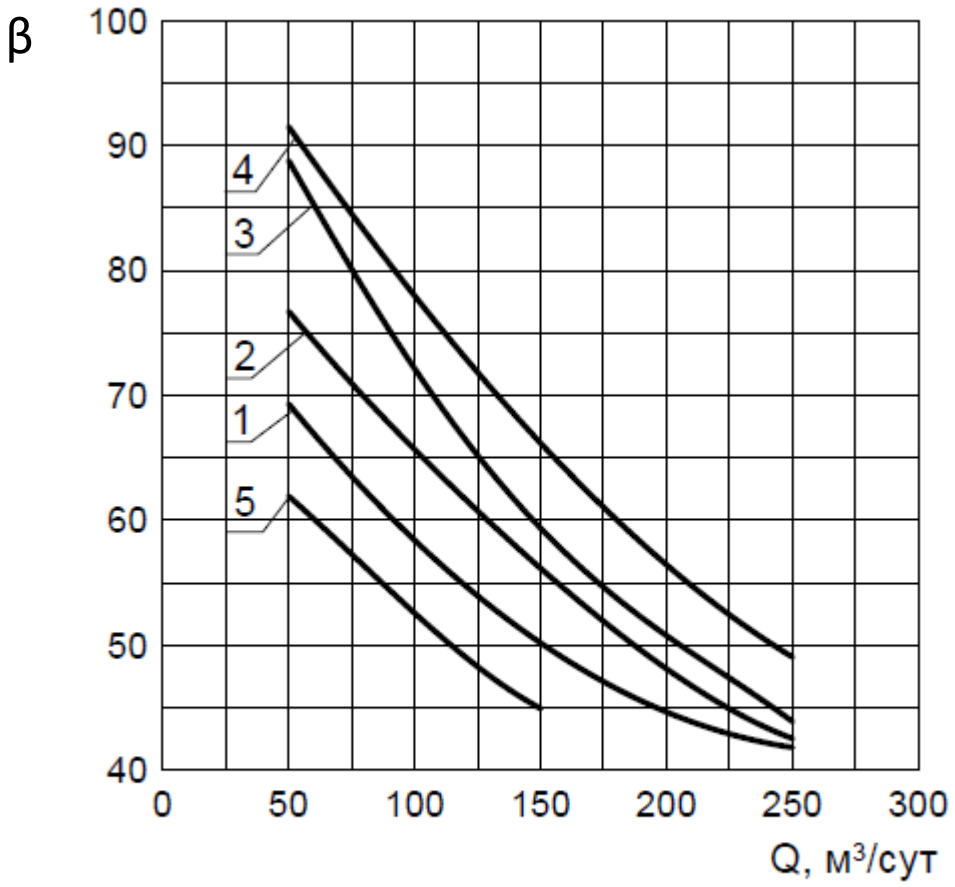
ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные — газосепараторы МНГ и МНГК.

ТУ 313-019-92. Модули насосные — газосепараторы Ляпкова МН ГСЛ.

ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные — газосепараторы МНГБ5.

Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости, заявленная компанией «Х», представлена на Рисунке 3.8.

По принципиальной схеме эти газосепараторы являются центробежными. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.



1 – ГН5; 2 – 2ГН5; 3 – ГН5А
4 – 2ГН5А, 5- ГН4.

Рисунок 3.8 – Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости.

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ, представленный на Рисунке 3.9, состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пята 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитируюшим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15.

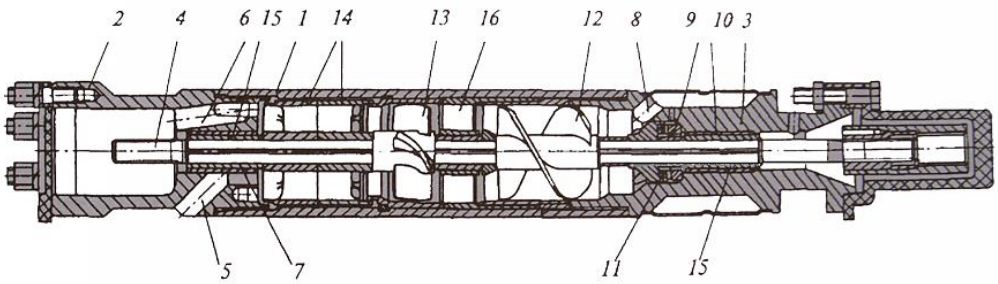


Рисунок 3.9 – Сепаратор типа МН(К)-ГСЛ.

Газосепаратор работает следующим образом: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

В зависимости от газосодержания на приеме насоса фирма Centrilift рекомендует и поставляет газосепараторы гравитационного типа - для газосодержания до 10 % и газосепараторы центробежные (при больших значениях газосодержания).

Центробежный газосепаратор, изображенный на Рисунке 3.10, состоит из ротора винтового типа, направляющего аппарата, сепарационной камеры в виде цилиндрического барабана с радиальными лопатками и наружным бандажом, камеры отвода свободного газа в затрубное пространство и отвода газосодержашей смеси в первую ступень отвода.

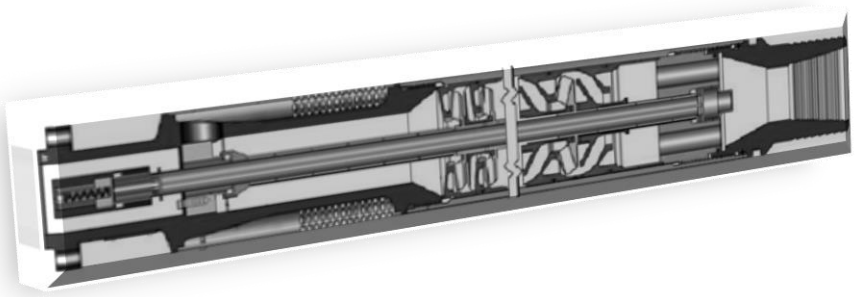


Рисунок 3.10– Центробежный газосепаратор фирмы Centrilift .

Газосепараторы модели ERSE2 фирмы Centrilift работают по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости. Суперкавитирующий эффект заключается в том, что перед поступлением газожидкостный смеси в центробежный разделитель пузырьки свободного газа принудительно укрупняются в суперкавитирующем колесе в результате создания самовентилирующихся газовых суперкаверн в потоке смеси. При этом одновременно с закручиванием потока газожидкостной смеси осуществляется эвакуация образовавшихся крупных газовых пузырьков из суперкаверн.

По данным фирмы центробежный газосепаратор обеспечивает отделение до 90 % свободного газа.

По результатам исследований фирмы выявлено, что наличие наружного бандажа у радиальных лопаток цилиндрического барабана повышает коэффициент сепарации свободного газа и предохраняет корпус газосепаратора от абразивного и эрозионного износа в откачиваемой жидкости[15].

Накопленный в РГУ нефти и газа имени И.М Губкина опыт работы с газосепараторами дает возможность четко определить эффективность применения конкретной конструкции газосепаратора. Для определения эффективного газоотделения проводили стендовые испытания серийных газосепараторов различных заводов-производителей на модельной газожидкостной смеси.

В результате исследования были испытаны конструкции центробежных газосепараторов габарита 5А отечественных и импортных производителей к погружным насосам типа ЭЦН:

- газосепаратор фирмы Centrilift (модель ERSE2, серия 400, внешний диаметр 101,6 мм) работает по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости;
- газосепаратор фирмы ODI (модель RGVL-05-HR-AE, серия 55). Принцип действия основан на использовании вихревого циклонного эффекта;
- газосепаратор ГДНК5А, представленный на Рисунке 3.11, был разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по заказу ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ». Основным преимуществом ГДНК5А является применение диспергирующего устройства, включенного в конструкцию газосепаратора.

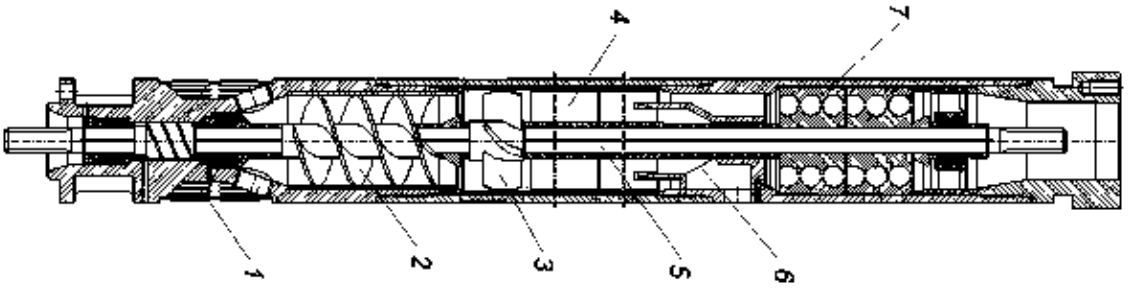


Рисунок 3.11 – Газосепаратор-диспергатор типа ГДН .

Газосепаратор-диспергатор ГДН состоит: 1 – приёмная сетка, 2 – шнек, 3 – кавернообразующее колесо, 4 – сепарационные барабаны, 5 – вал, 6 – узел отвода газа, 7 – диспергатор.

После проведения серии экспериментов на стенде кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина и последующего анализа полученных результатов были сделаны следующие выводы:

1) Наилучшие результаты получены при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А на Рисунке 3.12.

2) Применение диспергирующего устройства в конструкции газосепаратора ГДНК5А обеспечило устойчивую работу ЭЦН в области максимального входного газосодержания на приеме насоса.

3) Газосепараторы 2МНГС5А и фирмы Centrilift показали высокие сепарационные свойства при входном газосодержании скважинной продукции менее 45 %, однако затем отмечалось резкое ухудшение сепарационных свойств газосепаратора и напорных характеристик насоса.

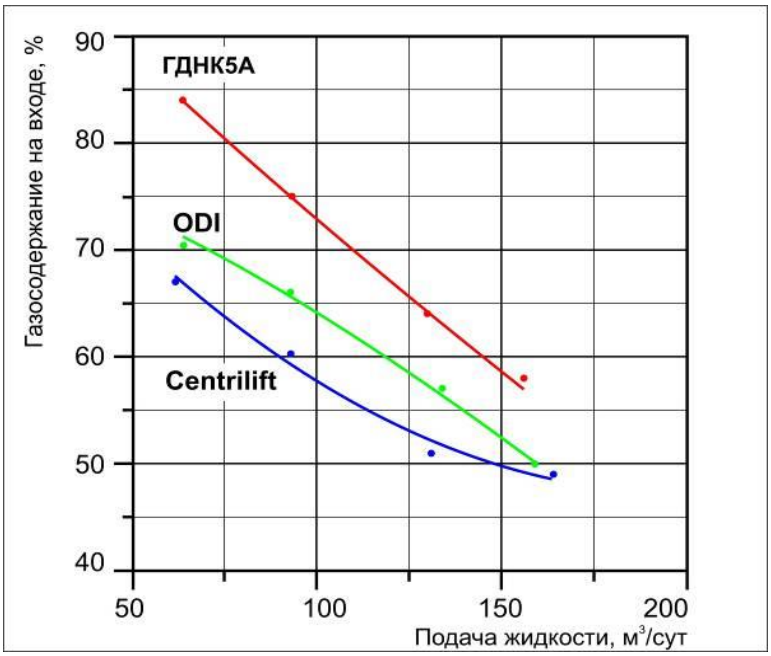


Рисунок 3.12– Характеристики газосепараторов.

Но у газосепараторов есть и ряд недостатков:

- за счет центробежных сил не только отделяется газ от жидкости, но и твердые частицы отбрасываются к стенкам защитной гильзы. Там частицы захватываются вихрями, всегда имеющимися в газосепараторах традиционной конструкции со шнеком постоянного шага и кавернообразующим колесом. Вихри повышают локальную концентрацию

частиц в десятки раз, что ведет к быстрому износу защитной гильзы, вплоть до сквозного перерезания корпуса;

- распространенным осложняющим фактором является отложение солей в насосах. Сброс углекислого газа в затрубье, т.е. понижение его концентрации в смеси, проходящей через насос, ускоряет отложение солей;
- нельзя устанавливать газосепаратор на горизонтальных участках скважин, т.к. сбрасываемая в затрубье газожидкостная смесь всегда содержит твердые частицы, из-за чего происходит постепенное засорение ими этого участка, вплоть до невозможности последующего извлечения установки [16].

Использование мультифазного насоса

ГЗЖ различается по плотности примерно в 1000 раз. В электроцентробежном насосе перекачиваемая газо-жидкостная смесь вращается, из-за этого происходят центробежные силы, сепарирующие газ и жидкость. Сталкиваясь, газовые пузырьки объединяются. Чем неоднороднее ГЖС, тем сильнее ухудшаются рабочие характеристики ЭЦН. В погружном насосе, центробежные силы значительно меньше, чем в ЭЦН. Значит показатели осевых насосов меньше деградируют чем при появлении в перекачиваемой жидкости нерастворенного газа. Погружные осевые насосы могут называтся мультифазными насосами (МФН).

МФН включается перед основным насосом, т.е. ЭЦН, и подбирается так, чтобы он мог прокачать газожидкостную смесь через основной насос. Что значительно предотвращает образование в главном насосе неподвижных газовых пробок и срыв подачи. Из-за несоизмеримости создаваемого МФН давления с давлением на приеме установки он практически не сжимает свободный газ.

Весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление, что в какой-то мере компенсируется газлифт-эффектом в НКТ. Однако часто газлифт-эффект не полностью

компенсирует снижение давления основного насоса, поэтому требуется увеличить число ступеней основного насоса.

В разработанных МФН при увеличении концентрации нерастворенного газа смещается только правая граница диапазона подач, в которых МФН создает давление. При проектировании МФН правая граница выбирается так, чтобы при ее смещении из-за увеличения концентрации газа сохранялся достаточно широкий диапазон подач, в которых МФН создает напор и препятствует образованию неподвижных газовых пробок в основном насосе. Следовательно, МФН противодействует сужению рабочего диапазона подач ЭЦН на газо-жидкостных смесях. Отметим, что характеристики всех насосов на газо-жидкостных смесях (как ЭЦН, так и МФН) зависят от концентрации ПАВ в перекачиваемой среде. В чистой нефти содержится природный ПАВ, концентрация которого с увеличением обводненности снижается. ПАВ препятствует объединению мелких пузырьков газа в более крупные.

МФН обладает целым рядом преимуществ, а именно: увеличение КПД и напора УЭЦН происходит за счет газлифт-эффекта в НКТ, т.к. содержащийся в добываемой продукции нерастворенный газ не выбрасывается в затрубное пространство;

- стабилизация токовой диаграммы ПЭД достигается из-за предотвращения пульсаций напора и расхода при повышенном содержании газа;
- возможна работа в условиях, где применение газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, горизонтальные участки и др.).

В заключение рассмотрим проблему выхода на рабочий режим УЭЦН, оснащенной МФН, на скважинах, заглушенных солевым раствором. На начальном этапе, когда уже создана депрессия на пласт, но из пласта еще поступает жидкость глушения со свободным газом, установка работает на смеси вода-газ, а такая смесь (без ПАВ), как отмечено выше, наиболее

негативно влияет на характеристику основного насоса. Срыва подачи основного насоса (ЭЦН) не будет, т.к. мультифазный насос обеспечивает через него прокачку всех газовых пробок, но давления, развиваемого ЭЦН, может оказаться недостаточно для подъема жидкости на поверхность, т.к. высоко обводненная жидкость без ПАВ существенно его снижает. В таких случаях рекомендуется использовать ЭЦН с повышенным напором (большим числом ступеней) или добавлять ПАВ в жидкость глушения [17].

Спуск УЭЦН ниже интервала перфорации

Для осуществления пассивной сепарации путем гравитационного разделения потока ГЖС в зоне перфорации возможна эксплуатация скважин ниже интервала перфорации обсадной колонны насосными установками в которых электродвигатель серийных насосов габарита 5 и 5А комплектуется кожухом. Компоновка включает входной модуль специальной конструкции и переводник под «хвостовик» из труб диаметром 60 или 73 мм по ГОСТ 633-80. Входной модуль специальной конструкции устанавливается в верхней части кожуха. Переводник под «хвостовик» соединяется с нижней частью кожуха. Для секционных погружных электродвигателей кожух выполняется секционным. В односекционном кожухе к нижней части электродвигателя крепится центратор, обеспечивающий равномерный диаметральный зазор между кожухом и корпусом электродвигателя. Схема установки представлена на (Рисунке 3.13).

В случае, если Рзаб<Рнас при выбранной схеме наблюдается флотация пузырьков газа по затрубому пространству вверх, а жидкость направляется вниз – поступает в хвостовик – проходит вдоль ПЭД, охлаждая его – попадает на прием насоса. Помимо снижения влияния газа выбранная схема позволяет

Рисунок 3.13-
Схема установки

увеличить производительность скважины путем увеличения депрессии на пласт. Облегчается вывод установки на режим после глушения скважины, т.к. во время отбора жидкости глушения из ствола скважины поток также проходит вокруг ПЭД, не допуская его перегрева.

- Однако для применения данного метода существует ряд ограничений:
- диаметр эксплуатационной колонны;
- габарит ПЭД;
- наличие зоны успокоения механических примесей и флюида достаточной глубины;
- увеличение механических примесей в добываемой продукции;
- ограничение по увеличению производительности установки в силу возрастания скорости потока, между кожухом и обсадной колонной, ухудшается сепарация;
- при интенсивном отложении асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) снаружи НКТ существует вероятность нарушения циркуляции и прихвата установки при ремонте. Возникает необходимость периодически промывать скважину растворителем АСПО [18].

Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН

3.7 Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН

Произведем расчет и подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН для скважины, которая была переведена на УЭЦН с фонтанного способа добычи. Дебит скважины до перевода составлял Х т/сут при Х% обводненности. После перевода скважины на УЭЦН планируется увеличить дебит скважины до Х т/сут. при сохранении обводненности. Для расчета берем данные по скважине №Х К месторождения в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Исходные параметры скважины №Х К м-я

Наименование параметра	Значение
Наружный диаметр эксплуатационной колонны Д, мм.	146
Глубина скважины Н, м.	2450
Дебит жидкости Q_1, т/сут.	35,5
Статический уровень $h_{ст}$, м.	370
Коэффициент продуктивности скважины К, м³/(сут.*Мпа)	10,5
Кинематическая вязкость жидкости V, м²/с.	$1,8*10^{-6}$
Газовый фактор G, м³/м³	245
Расстояние от устья скважины до сепаратора l, м.	750
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_г$, м.	3
Избыточное давление в сепараторе $P_с$, Мпа	0,6
Плотность добываемой нефти $р_н$, кг/м³	820
Плотность попутной воды $р_в$, кг/м³	1040
Обводненность продукции $п_в$, доли	0,5

Расчетная часть:

1. Определяем плотность добываемой жидкости

$$р_{см} = р_в * п_в + р_н * п_н \quad (1)$$

где $п_н$ – доля нефти в продукции.

$$п_н = 1 - п_в \quad (2)$$

$п_н = 1 - 0,5 = 0,5$

$р_{см} = 1040*0,5 + 820*0,5 = 930$ кг/м³

2. Переводим дебит из т/сут в м³/сут

$$Q = Q_1/(р*10^{-3}) \quad (3)$$

$Q = 35,5/(930*10^{-3}) = 40$ м³/сут.

3. Производим выбор диаметра НКТ

Диаметр насосных труб определяется их пропускной способностью и возможностью размещения труб в скважине (с учетом соединительных муфт)

вместе с кабелем и агрегатом. Для наших условий рекомендуются трубы с наружным диаметром 73мм. и внутренним 60 мм.

4. Определяем необходимый напор ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_г + h_c \quad (4)$$

где $h_{ст}$ – статический уровень, $h_{ст}$ = 370 м., h – депрессия при показателе степени уравнения притока равном единице, $h_{тр}$ – потери напора за счет трения и местных сопротивлений при движении жидкости в трубах от насоса до сепаратора;

$$\Delta h = Q/K \quad (5)$$

Δh = 40/10,5 = 3,8 МПа или 380 м,

$h_г$ – разность геодезических отметок устья скважины и сепаратора,

$h_г$ = 3 м,

h_c – избыточный напор в сепараторе, h_c = 0,6 МПа или 60м.

$$h_{тр} = 1{,}08*10^{-11}*\lambda*(L+l)*Q^2/d^2, \quad (6)$$

где L – глубина спуска насоса, м.

$$L = h_д + h, \quad (7)$$

где $h_д$ – расстояние от устья до динамического уровня,

$$h_д = h_{ст} + \Delta h \quad (8)$$

$h_д$ = 370 + 380 = 750 м.

h – глубина погружения насоса под динамический уровень, которая зависит от количества свободного газа на этой глубине и определяется приближенно расчетными способами различного рода. В данном случае при наличии большого газового фактора принимаем h = 370 м.

Следовательно:

L = 830 + 370 = 1120 м

Коэффициент гидравлического сопротивления А при движении в трубах жидкости определяется в зависимости от числа Рейнольдса Re:

$$R_e = 14{,}7*10^{-6}*Q/d*v \qquad (9)$$

$R_e = 14{,}7*40/0{,}0503*1{,}8*10^{-6} = 6500$

Так как режим движения получился турбулентный, то коэффициент гидравлического сопротивления определяем по формуле:

$$\lambda = 0{,}3164/R_e^{\ 0.25} \qquad (10)$$

$\lambda = 0{,}3164/6500^{0.25} = 0{,}035$

5. Определяем потери на трение и местные сопротивления

$$h_{тр} = 1{,}08*10^{-11}*0{,}035*(1200+800)*40^2/0{,}0503^5 = 4 \text{ м.} \qquad (11)$$

Необходимый напор насоса в заданных условиях будет равен:

$H_c = 370+380+4+3+60 = 817$ м.

6. Подбор насоса

Насос для скважин подбирается в соответствии с характеристикой скважины, ее дебитом, необходимым напором и диаметром эксплуатационной колонны на основании характеристики ЭЦН. Для получения дебита Q = 40м³/сут. и напора 817 м наиболее подходит насос ВНН5-40-950 с числом ступеней z = 184. Согласно кривым рабочей характеристики этот насос при $\eta_н$ =0,38 и в пределах устойчивой зоны его работы может развивать подачу Q=25-70м³/сут. и напор соответственно $H_н$

= 1030-650 м. При получении заданного дебита Q = 40 м^2/сут. насос будет создавать напор $H_н$ = 915 м.

Характеристику насоса можно приблизить к условной характеристике скважины путем уменьшения подачи насоса при помощи штуцера или задвижки, установленных на выкидной линии, и за счет уменьшения числа ступеней насоса. При первом способе дебит и напор изменяются по кривой рабочей характеристики насоса, при этом уменьшается $h_н$. Поэтому выгоднее применять второй способ, при котором $h_н$ практически не изменяется.

7. Выбор двигателя

Мощность ПЭДа, необходимую для работы насоса, определим по формуле:

$$N_р = Q*p_ж*H_н, \quad (12)$$

где $\eta_н$ – к.п.д. насоса по его рабочей характеристике, $\eta_н$ = 0,38.

$N_р$ = 40*935*920/86400*102*0,38 = 10,3кВт.

Потребная мощность двигателя составит:

$$N_п = N_р+N_к \quad (13)$$

$N_п$ = 10,3 + 4,1 = 14,4 кВт.

По рекомендательным таблицам принимаем электродвигатель ПЭД 20-103 мощностью 20 кВт и диаметром 103 мм.

8. Определение основного диаметра агрегата

Наружный диаметр ПЭДа, насоса и подъемных труб выбирают с учетом размещения их вместе с кабелем в эксплуатационной колонне данного диаметра. При этом имеют в виду, что погружной агрегат и ближайшие к агрегату трубы составляют жесткую систему и расположение их в скважине должно рассматриваться совместно. Зная глубину спуска, искривленность скважины и состояние эксплуатационной колонны,

выбирают допустимый зазор между агрегатом и колонной. От зазора зависят

основные размеры насоса и двигателя, связанные с мощностью погружного агрегата. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор для скважин с диаметром колонн до 219 мм принимают равным 5-10 мм. Наибольший основной размер погружного агрегата равен разности между внутренним диаметром эксплуатационной колонны и допустимым зазором.

Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$Д_{max} = Д_{эд}/2 + Д_{н}/2 + h_{к} \quad (14)$$

где $Д_{эд}$ – наружный диаметр электродвигателя, $Д_{н}$ – наружный диаметр насоса, $h_{к}$ – толщина плоского кабеля, S – толщина металлического пояса, крепящего кабель к агрегату. В нашем случае $Д_{эд}$ = 103мм., $h_{к}$ = 13,6мм., S = 1,0 мм. Отсюда:

$Д_{max}$ = 103/2 + 88/2 +13,6 + 1,0 = 110,1 мм.

Основной размер агрегата с учетом насосных труб и плоского кабеля:

$$A_{max} = Д_{эд}/2 + d_{м}/2 + h_{к}, \quad (15)$$

где $d_{м}$ – диметр муфты, равный 89 мм., $h_{к}$ – толщина плоского кабеля КПБП 3х16, $h_{к}$ = 17 мм.

С учетом этих величин имеем:

A_{max} = 103/2 + 89/2 + 17 =113 мм.

Так как получилось, что $A_{max} > Д_{max}$, это имеет место при большом диаметре насосных труб, в нашем случае наружный диаметр 73мм.

3.8 Контроль за эксплуатацией УЭЦН

В процессе эксплуатации УЭЦН, цех добычи должен четыре раза в месяц проверять режим работы - динамический уровень, дебит жидкости,

давления буферное, линейное и затрубное, сопротивление изоляции, работоспособность обратного клапана (в зимний период ежедневно). Рабочий ток и напряжение питания проверяется два раза в сутки оператором ДНГ при обьезде фонда скважин. Не менее чем один раз в месяц, по заявке ЦДНГ электромонтер ЭПУ производит проверку и корректировку защит в станции управления. При низких динамических уровнях (особенно в зимнее время - при отсутствии замеров по АГЗУ) выполнение операции опрессовки УЭЦН на закрытую задвижку считать обязательным с регистрацией времени набора давления и записью результатов в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Не менее четырех раз в месяц должны отбираться пробы для определения обводненности, два раза в месяц на КВЧ и при необходимости на шести компонентный состав. Полученные данные немедленно записываются в паспорт УЭЦН.

При необходимости, по специальному графику скважина должна подвергаться технологическим операциям для борьбы с отложениями парафина, солей, механических примесей с отметкой об этом в паспорте УЭЦН. При длительных остановках УЭЦН (более 10 дней) запуск в работу производить с прослеживанием динамического уровня. Для каждой скважины, период времени в течение, которого УЭЦН был остановлен, после которого необходимо производить повторный вывод на режим определяется индивидуально по мощностным характеристикам пласта. После каждого снятия параметров работы УЭЦН производить расчёт притока из пласта и прекращать контроль работы УЭЦН только после выхода скважины на установившийся режим работы.

УДНГ обязано поддерживает в порядке кабельные эстакады, площадки для размещения наземного оборудования УЭЦН, подъездные пути к ним. При систематическом их неисполнении, персонал имеет право отключить УЭЦН, предупредив об этом за 10 дней главного инженера УДНГ в письменном виде[19].

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

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

4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

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

При эксплуатации скважин УЭЦН ЭЦНМИК5А40-1700(800) повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 40 м/сут. Этим мы получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на малодебетных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малодебетных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УЭЦН на колонне НКТ[20].

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Время на выполнение мероприятия

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

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 48 ч.

4.2 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.

4.3 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. 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). Рассчитаем амортизацию отчислений при установке ЭЦН в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – 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 ЭЦНМИК 5А 40-1700(800)	18900000	13,5	2551500	291,3	1	240	69912
Гидрозащита	1000000	9	90000	10,3	1	240	2466
Кабель погружной	200000	11,3	22600	2,6	1	240	619
Газосепаратор	150000	10	15000	1,7	1	240	410,9
Термоманометрич.система	70000	8	5600	0,64	1	240	154
Трансформатор	120000	10,5	12600	1,4	3	240	345

Итого	73907 руб.

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 73907 руб.

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на установку УЭЦН ОАО «Х» приведены в Таблице 4.5

Таблица 4.5 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		**Компания Х**		
		Кол-во, кг.	**Цена, руб.**	**Сумма, руб.**
1	НКТ, 73мм	80	37500	3000000
2	Кабель	2600 м	80	208000
	Итого:			3280000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 3280000 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

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. Расчет заработной платы указан в Таблице 4.6

Таблица 4.6 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организация Х	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг.Х			Организация .Х	Организация. Х	Организация. Х
Технолог	8	1	350	240	84000	99800	183800
Мастер	7	1	300	240	72000	84000	156000
Бурильщик	5	1	250	240	60000	73500	133500
Машинист	3	1	180	240	43200	56160	99360
Помощник	3	1	200	240	48000	57500	105500
Супервайзер	5	1	400	240	96000	108700	204700
Геофизик	4	1	170	174	29580	34400	63980
Итого		7			432780	514060	946840

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией Х составят 946840 руб.

4.6 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 указан в Таблице 4.7.

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)[21].

Таблица 4.7 – Расчет страховых взносов при установке ЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	183800	156000	133500	99360	105500	204700	63980
ФСС (2,9%)	5330,2	4524	3871,5	2881,44	3059,5	5936,3	1855,4
ФОМС (5,1%)	9378,8	7956	6808,5	5067,36	5380,5	10439,7	3262,98
ПФР (22%)	40436	34320	29370	21859,2	23210	45034	14075,6
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	2205,6	1872	1602	1192,32	1266	2456,4	767,76
Всего, руб.	57350,6	48672	41652	31000,32	32916	63866,4	19961,74
Общая сумма, руб.	295419						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 295419 руб.

4.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия представлены в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	**Сумма затрат, руб.**
	Организация X
Амортизационные отчисления	73907
Затраты на материалы	3280000
Оплата труда	946840
Страховые взносы	295419
Накладные расходы (20%)	919233,2
Всего затрат:	5515399,2

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 5515399,2 руб.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ причин преждевременных отказов электроцентробежных насосов на Казанском нефтяном месторождении. А значит, предусматриваются работы на устье скважины. При неправильной организации труда, несоблюдении техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Опасность механических травм при производстве работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов, при монтаже и демонтаже УЭЦН, при захламленности рабочей площадки и т.д.

Поражение электрическим током. Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции.

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, плохое освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ[22].

5.1 Производственная безопасность

Опасные и вредные факторы при выполнении работ представлены в Таблице 5.1

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ с электроцентробежными насосами.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление 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

5.2 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на К нефтегазоконденсатном 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, подьемный агрегат А60-80, передвежная 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:

1.Использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование[23].

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

3. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

4.Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

5.Соблюдение режима труда и отдыха.

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 ^{o}C, минимальная -55 ^{o}C.

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 ^{0}C 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 электромагнитого 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:

$$ЭН_E = E^2 \cdot T$$

Энергетическая нагрузка, создаваемая магнитным полем:

$$ЭН_E = H^2 \cdot T$$

Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот на рабочих местах персонала указаны в Таблице 5.2. согласно ГОСТ 12.1.006-84:

Таблица 5.2 − 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, $(В/м)^2 \cdot ч$	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка магнитного поля, $(А/м)^2 \cdot ч$	200	-	-

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

1.Использование средств индивидуальной защиты, например, экранирующие комплект – индивидуальная сетка Фарадея;

2. Экранирование рабочего места или источника излучения;

3. Правильный выбор режима работы оборудования;

4. Ограничение время нахождения в зоне действия ЭМП радиочастот;

5. Ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП радиочастот;

максимальное увеличение расстояния от источников ЭМП радиочистот[24].

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.

5.3 Анализ выявления опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на К нефтегазоконденсатном 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.

Выполнено заземление 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 5.3.

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 5.3 – 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
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов,	усиление нагрева

	сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	
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:

1. С одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;
2. 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;
3. 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:

1. Изолировать токоведущие части оборудования;
2. Заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
3. Примененять СИЗ, не проводящие токи;
4. 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:

1. Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;

2. 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;

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

4.Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

5.Проверить исправность используемого оборудования.

Пожаровзрывоопастность

При эксплуатации УЭЦН на К нефтегазоконденсатном месторождении при возгорание и взрывове 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.

5.4 Экологическая безопасность

Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил.

1. 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.

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

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

4.Установка включается нажатием на кнопки "Пуск" и "Стоп" пли поворотом пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления, персоналом, имеющим квалификации группы I и прошедшим специальный инструктаж.

5.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.

6. Кабель от станции управления до устья скважины прокладывается на металлических стойках на высоте от земли 0,5 м. Через каждые 50м 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.

7.Запрещается прикасаться к кабелю при работающей установке и при пробных пусках.

8.Сопротивление изоляции установки измеряется мегомметром напряжением до 1000 В.

9.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).

10.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.

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.

Защита окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Защита атмосферного воздуха от загрязнения

При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулировочной арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

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 5.4.

Таблица 5.4.- 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:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществлятся подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

5.5 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- подьемных операциях по различным причинам:

1.По причине техногенного характера;

2. Газонефтеводопроявления;

3.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[25].

5.6 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».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы проведен анализ эффективности применения УЭЦН на К нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Х».

В данной работе были решены следующие задачи:

- Проведен анализ эффективности эксплуатации скважин с использованием УЭЦН;
- Определены методы оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора, высокого содержания механических примесей и АСПО.

Для улучшения работы скважин с помощью УЭЦН было предложено использование следующих методов:

- применение газосепараторов;
- применение мультифазного насоса;
- спуск УЭЦН ниже интервала перфорации;
- применение измельчителя мехпримесей;

Решение данных задач позволит увеличить межремонтный период скважин, сократить затраты на ремонт скважин бригадой ТКРС, снизить затраты на ремонт подземного оборудования и как следствие не происходит снижение добычи нефти.

Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подсчёт запасов газа и конденсата К месторождения (Томская обл.) по состоянию на 01.09.69 г. (протокол ГКЗ СССР № 5828 от 28.11.1969 г.) / Минько В.А., Гольдина А.А. и др., гор. Новосибирск, 1969
2. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Гутман И.С., Чоловский И.П.Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов, понятия, определения, термины. // М., Недра, 2004 г., стр. 318.
3. Лабораторные исследования керна. // Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть», кн. 3 «Исследования петрофизических и фильтрационно-ёмкостных свойств. Потоковые исследования», отв. исп. Щемелинин Ю.А., Томск, 2009 г.
4. Комплексные лабораторно-аналитические исследования пород-коллекторов верхнеюрских продуктивных пластов и покрышек по разведочным скважинам 16 и 18 К нефтегазоконденсатного месторождения. // Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть», этап 1.6 «Исследование фильтрационно-ёмкостных и петрофизических свойств керна», отв. исп. Щемелинин Ю.А., Томск, 2009 г.
5. Пересчёт запасов газа, конденсата и нефти К месторождения по состоянию на 01.01.2007 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 1490-дсп от 02.11.2007 г.).
6. Проект опытно-промышленной эксплуатации К газоконденсатного месторождения. ООО «ВНИИГАЗ», 2002 г. (протокол Комиссии газовой промышленности по разработке и использованию недр № 28-к-р от 21.04.2003 г.).
7. Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и Тэхнико-экономическое обоснование КИН, КИК К месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. / Отчет ОАО «ЦГЭ», 2010 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 2489 от 25.05.2011 г.).

8.Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2011 – 90 с.

10.Зимин А.А., Шильман А.Х. Установки погружных центробежных насосов 30УЭЦН и ESP ООО «Производственная компания «Борец» 2013

11.Комаров В.С. “Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования ”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.-275с.

12.Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 4.

13. Н.А. Глущенко, М. А. Силин; под ред. И. Т. Мищенко. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений —2012. — 475 с

14.Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль. -2010.- №11.

15.[Электронный ресурс]. URL: http://www.bakerhughes.com/centrilift - (Дата обращения: 06.05.2017)

16.Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и пред включённые устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - 2003.

17.Пещеренко С.Н. Нерастворенный газ и абразив // Арсенал нефтидобычи. – 2013.

18.Дроздов А.Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос: Автореф.дис. канд. техн. наук. М., 1982.

19.[Электронный ресурс]. URL: http://www.borets.ru - (Дата обращения: 05.05.2017)

20.Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.
21.[Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/search/bankrotstvo. - (Дата обращения: 10.05.17)
22.Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.
23.ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24.ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.
25.Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.

.