

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Обоснование способа эксплуатации нефтяных скважин оборудованных установками электроцентробежного насоса по результатам пробной эксплуатации на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)

УДК 622.276.054.23-049.7(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Лефтер Антон Павлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
Р2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать <i>выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях;</i>	ОК-6, ОК-8, ОК-2, ППК-4, ППК-6
Р4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-1, ОК-3 ППК-4, ППК-6,
Р5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
Р6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОК-5, ОК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
Р7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОК-4, ОК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
Р8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОК-5, ОК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
Р9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОК-8, ОК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОК-7, ОК-7, ОК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (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
2Б5П	Лефтер Антон Павлович

Тема работы:

Обоснование способа эксплуатации нефтяных скважин оборудованных установками электроцентробежного насоса по результатам пробной эксплуатации на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2023/с от 18.03.2019 г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, технологические режимы работы скважин, фондовые материалы ООО «Иркутская нефтяная компания».
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении; 2. Нефтегазоносность; 3. Свойства пластовых флюидов; 4. Основные узлы УЭЦН; 5. Конструкция скважинных центробежных насосов; 6. Погружные электродвигатели; 7. Газосепараторы в составе УЭЦН; 8. Элементы электрооборудования УЭЦН; 9. Обзор используемых установок электроцентробежного насоса; 10. Причины отказов УЭЦН; 11. Анализ состояния фонда нефтяных скважин; 12. Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН на Ярактинском месторождении; 13. Расчет по подбору УЭЦН для скважины №43 Ярактинского месторождения 14. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 15. Социальная ответственность.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<p>“ Общие сведения о месторождении и геологическая характеристика пластов-коллекторов”;</p> <p>“ Обзор литературы по подбору и оптимизации режимов работы УЭЦН”;</p> <p>“ Установки электроцентробежного насоса”;</p> <p>“Анализ эффективности эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН на Ярактинском месторождении”;</p>	<p>Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна</p>
<p>“Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение”</p>	<p>Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна</p>
<p>“Социальная ответственность”</p>	<p>Ассистент Черемискина Мария Сергеевна</p>

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

Общие сведения о месторождении и геологическая характеристика пластов-коллекторов

Обзор литературы по подбору и оптимизации режимов работы УЭЦН

Установки электроцентробежного насоса
Анализ эффективности эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН на Ярактинском месторождении
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		19.03.2019
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Лефтер Антон Павлович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.03.2019	Общие сведения о месторождении и геологическая характеристика пластов-коллекторов	10
04.04.2019	Обзор литературы по подбору и оптимизации режимов работы УЭЦН	10
18.04.2019	Установки электроцентробежного насоса	15
24.04.2019	Анализ эффективности эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН на Ярактинском месторождении	40
27.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:**Руководитель ООП**

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
- УВС – углеводородное сырье
- ГКЗ – государственная комиссия по запасам
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- ГДИ – гидродинамические исследования
- ГЖС – газожидкостная смесь
- НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт
- НК – национальная компания
- ПЭД – погружной электродвигатель
- ПЭДУ – погружной электродвигатель унифицированный
- ТМС – термомонометрическая система
- КОШ – клапан обратный шариковый
- КС – клапан сливной
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ППД – поддержание пластового давления
- ПК – протектор (гидрозащита)
- ТУ – технические условия
- ГОСТ – государственный стандарт
- АТЭ – агрегат для транспортировки электроустановок
- КААЗ – Канашский автоагрегатный завод
- ВНН – вихревой насос Новомет
- ООО – общество с ограниченной ответственностью
- ОАО – открытое акционерное общество
- КПД – коэффициент полезного действия
- МРП – межремонтный период
- КРС – капитальный ремонт скважины
- ПРС – подземный ремонт скважин
- ПЗП – призабойная зона пласта

ФНПЦ – Федеральный научно-производственный центр
АФ – арматура фонтанная
НГДУ – нефтегазодобывающее управление
АПРС – агрегат для подземного ремонта скважин
ПДК – предельно допустимая концентрация
ГН – гигиенические нормативы
СанПиН – санитарные правила и нормы
ПБ – промышленная безопасность
ЦА – цементирувочный агрегат
ЦР – цистерна для перевозки раствора
СУСГ – сальник устьевой с самоустанавливающейся головкой
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа
КИП – контрольно-измерительные приборы
УВ – углеводороды

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницы, 7 рисунков, 12 таблиц, 19 источников.

Ключевые слова: месторождение, УЭЦН, пласт, дебит, обводненность, газосодержание, скважина, отказ, оптимизация.

Объектом исследования является фонд скважин оборудованных УЭЦН Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является обоснование способа эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежного насоса на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- Изучить действующий фонд нефтяных скважин оборудованных УЭЦН на Ярактинском месторождении.
- Проанализировать геолого-физические характеристики пластов-коллекторов Ярактинского месторождения.
- Выполнить анализ эффективности использования УЭЦН на данном месторождении.
- Провести расчет по подбору УЭЦН с целью оптимизации режимов работы установок.
- Проанализировать ресурсную и экономическую эффективность от проведения мероприятий по оптимизации.

В результате работы выполнен анализ состояния фонда нефтяных скважин и анализ эффективности эксплуатации месторождения установками ЭЦН, также изучены причины отказов установок и проведен расчет по подбору УЭЦН.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена при использовании Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ.....	14
1.1 Общие сведения о месторождении.....	14
1.2 Нефтегазоносность	15
1.3 Свойства пластовых флюидов	18
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ПОДБОРУ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЭЦН	22
3 УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.....	25
3.1 Основные узлы УЭЦН	25
3.2 Конструкция скважинных центробежных насосов	28
3.3 Погружные электродвигатели	30
3.4 Газосепараторы в составе УЭЦН.....	32
3.5 Элементы электрооборудования установки	33
3.6 Обзор установок погружных центробежных насосов.....	38
3.7 Причины отказов УЭЦН.....	41
4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН НА ЯРАКТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..	43
4.1 Анализ состояния фонда нефтяных скважин	43
4.2 Анализ причин отказов УЭЦН на Ярактинском месторождении.....	45
4.3 Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН на Ярактинском месторождении	46
4.4 Расчет по подбору УЭЦН для скважины №43 Ярактинского месторождения	51
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	65
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Каждая нефтяная компания стремится к повышению уровня добычи нефти с минимальными затратами на используемые методы и оборудование. Однако сегодня наблюдается тенденция падения показателей извлечения нефти из-за несоответствия применяемых технологий реальной обстановке на месторождениях, немалая часть запасов которых является практически выработанными, а продукция скважин становится все более обводненной. Объемы добытой нефти сокращаются, а затраты на ее извлечение увеличиваются. В связи с этим, предприятия нефтегазовой отрасли постоянно совершенствуют устаревшие, создают и внедряют новые способы и системы разработки нефтяных залежей.

На сегодняшний день на большей части месторождений России осуществляется добыча нефти механизированным способом. В основном это эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Использование УЭЦН является весьма эффективной технологией по увеличению нефтеотдачи пластов, которая за последние годы разработок месторождений достаточно зарекомендовала себя, демонстрируя весьма высокие показатели по извлечению нефти. Между тем, применение УЭЦН требует тщательных расчетов для подбора необходимого оборудования к конкретной скважине, с целью обеспечения наиболее оптимальных режимов работы установок, в зависимости от условий пласта, свойств добываемого флюида и термобарических показателей рабочей среды УЭЦН.

Целью данной работы является изучение эффективности применения установок электроцентробежного насоса, анализ методов подбора УЭЦН и оптимизации режимов работы насосов на примере Ярактинского месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Изучить действующий фонд нефтяных скважин оборудованных УЭЦН на Ярактинском месторождении.

- Изучить геолого-физические характеристики пластов-коллекторов на Ярактинском месторождении.
- Выполнить анализ эффективности использования УЭЦН на данном месторождении.
- Произвести расчет по подбору УЭЦН с целью оптимизации режимов работы установок.
- Проанализировать ресурсную и экономическую эффективность от проведения мероприятий по оптимизации.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

1.1 Общие сведения о месторождении

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году. Расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области. В 2003 году ИНК первой приступила к промышленной эксплуатации нефтегазовых месторождений в Иркутской области, добыв первые 73 тысячи тонн нефти и газового конденсата.

В данном районе наблюдается резко континентальный климат, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур. Зима холодная и продолжительная, а лето короткое и жаркое. В декабре и январе наблюдаются крайне низкие температуры воздуха (48 – 55°C).

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Итоговые запасы нефти на 2015 год категории C_1 составляют 98 647/47 563 тыс. т, категории C_2 – 12 667/6 105 тыс. т; извлекаемые запасы растворенного газа категории C_1 составляют 8 118 млн.м³, категории C_2 – 1 061 млн.м³.

Запасы свободного газа газовой шапки плюс свободный газ в целом по месторождению в сумме по категориям BC_1+C_2 составляют 48 541 млн.м³, в том числе по категории C_1 – 44 732 млн.м³, по категории C_2 – 3 809 млн.м³.

Запасы конденсата в целом составляют 9 068 тыс. т по месторождению, по категории C_1 – 8 340/4 920 тыс. т, по категории C_2 – 728/430 тыс. т, КИК 0,59.

Таким образом, Ярактинское месторождение является крупным по запасам нефти и пластового газа. Согласно оперативной оценке,

выполненной в 2014 г., доля запасов нефти категории С₂ составляет 11 % (газа – 8 %), т.е. месторождение является недоразведанным.

1.2 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность Ярактинского месторождения связана с двумя продуктивными горизонтами: Ярактинский и Верхнетирский.

По результатам оперативного пересчета запасов ярактинского горизонта, выполненного в 2015 году, были объединены пласты I и II Ярактинского НГКМ в единый пласт, так как раздел между пластами не является флюидоупором в связи малой толщиной.

После объединения двух пластов, и бурения новых эксплуатационных скважин на Ярактинском НГКМ в разрезе ярактинского горизонта выявлены пять нефтегазоконденсатных залежей: основная залежь, залежи района скважин: №№ 8, 70, 26 и 2П; одна газоконденсатная залежь в районе скважин №№ 719, 1П; одна нефтяная залежь – район скважины № 141.

По верхнетирскому горизонту было открыто две залежи нефти: р-н скважин №№193, 291 и р-н скважины №285.

Основным эксплуатационным объектом месторождения является ярактинский горизонт.

Глубина залегания продуктивных пластов колеблется в пределах 2600 – 3400 метров.

Нефтегазоконденсатная залежь Ярактинского месторождения приурочена к песчаникам ярактинского горизонта, залегающим на породах кристаллического фундамента и стратиграфически относящимся к непской свите нижнего венда.

В пределах месторождения ярактинский горизонт повсеместно перекрывается отложениями парфеновского горизонта тирской свиты мощностью от 20 до 24-26 м, представленными алевролитами, массивными алевролитистыми доломитами, ангидрито-доломитами и ангидритами в

верхней части разреза. Прослой алевролитов, различные по мощности, отмечаются по всему горизонту, преобладая в его верхней части.

Породы парфеновского горизонта отличаются низкими коллекторскими свойствами, преимущественно непроницаемы. Открытая пористость находится в пределах 0,1-2%, редко достигая 5-6%, а проницаемость лишь иногда достигает 0,1-2 мкм².

Преимущественно карбонатные отложения парфеновского горизонта, как и вышележащие сульфатно-карбонатные породы, являются хорошей изолирующей крышкой для нефтегазоносных песчаников ярактинского горизонта, нижней границей которого является поверхность кристаллического фундамента, а верхняя - довольно четко проводится по смене песчано-глинистых пород карбонатными.

Мощность отложений ярактинского горизонта в пределах месторождения непостоянна и изменяется от 8 до 43 м. Наибольшие толщины, достигающие 43 м, отмечаются в юго-восточной части площади, средние и наиболее выдержанные значения, порядка 17-19 м, фиксируются в ее центральной части.

В разрезе ярактинского горизонта выделяется два песчаных пласта, разделенных глинистой перемышкой, толщина которой достигает 7 м. Области минимальных значений глинистой пачки, в целом, соответствуют зонам максимальных значений мощностей нижележащего песчаного пласта.

Нижний песчаный пласт залегает на коре выветривания фундамента и представлен песчаниками разномерными светло-серыми с прослоями песчаников мелкозернистых и аргиллитов алевритистых. В его основании отмечаются прослой крупнозернистых песчаников буровато-серых и гравелитов песчаных темно-серых.

Пласт неравномерно нефтенасыщенный. Нефтенасыщенность приурочена, главным образом, к верхней и нижней частям пласта. Толщины нижнего песчаного пласта изменяются от 0 до 35 метров.

Характерной особенностью ярактинского горизонта является его литологическая вертикальная и латеральная неоднородность.

В таблицах 1 и 2 приведены параметры продуктивных пластов и результаты ГДИ Ярактинского месторождения.

Таблица 1 – Характеристики продуктивных пластов Ярактинского месторождения

Параметры	Пласт	
	1	2
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	C2 – 276010 C1 – 157120	C2 - 153800 C1 – 47570
Площадь газоносности, тыс.м ²	C2 - 359470 C1 – 352970	C2 – 91540 C1 – 21260
Средняя газонасыщенная толщина, м	6,0	1,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,6	3,7
Пористость, доли ед.	0,12	0,1
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,77	0,76
Средняя начальная насыщенность газом, доли ед.	0,79	0,74
Пластовая температура, °С	38	38
Пластовое давление, МПа	25,4	25,4
Плотность нефти, г/см ³	0,723	0,723
Пересчетный коэффициент	0,760	0,760
Коэффициент сжимаемости газа	0,828	0,828

Таблица 2 – Результаты ГДИ скважин Ярактинского месторождения

Наименование	Интервал измерений	Среднее по месторождению
Геотермич. градиент, °С/м	1,26	1,26
Дебит нефти, м ³ /сут	2,6 - 494,0	146,5
Газовый фактор, м ³ /т	83-332	151
Удельная продуктивность, м ³ /сут/м*МПа	0,768 - 2,271	1,59

Гидропроводность, $\text{м}^2 \cdot 10^{-12} / \text{сек}$	0,11 - 404	117
Проницаемость, мкм^2		0,156
Скин-фактор	2,1 - 3,8	+2,5

1.3 Свойства пластовых флюидов

Нефть ярактинского горизонта

Согласно проведенным термодинамическим исследованиям проб пластовой нефти ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м определено, что система находится в однофазном жидком состоянии.

По результатам однократной сепарации компонентный состав нефти в своем составе содержит до 0,036 % метана, 0,196 % этана 0,288 % и 0,827 % пропана. Из углеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 229,59 г/моль.

По результатам ступенчатой сепарации компонентный состав нефти в своем составе содержит до 71,23 % метана, 12,66 % этана, 6,44 % пропана. Из углеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 23,06.

Лабораторный анализ глубинных проб растворенного в нефти газа показал, что при однократном разгазировании компонентный состав приведен по результатам исследования проб газ метановый: среднее содержание CH_4 составляет -72,33 %, C_2H_6 -12,66 %, C_3H_8 -6,44 %.

Из углеводородных компонентов определены CO_2 в количестве 0,282 %, N_2 -2,05 %. В составе газа не обнаружено сероводорода.

Дифференциальное разгазирование показало наличие газосодержания в пределах $190,16 \text{ м}^3/\text{т}$, а объемный коэффициент равен 1,378. Давление насыщения нефти – 23,7 МПа, вязкость нефти 1,16 мПа*с. Пластовое давление – 23,76 МПа, пластовая температура –38 °С.

Результаты комплексных исследований по составу и физико-химическим свойствам глубинных проб нефти и растворенного газа

Ярактинского месторождения, характеристики флюидов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные результаты исследования нефти ярактинского горизонта

Свойства пластовой нефти:			
Давление насыщения, МПа			20,8
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴			61,4
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³			691,1
Вязкость нефти в условиях пласта, МПа * с			0,74
Однократная сепарация:			
Газосодержание, м ³ /т			242,1
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,507
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³			830,6
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³			1,048
Ступенчатая сепарация:			
Условия сепарации:			
1 ступень сепарации:	Р=0,5 МПа;	Т=5 °С	ГФ 208,0 м ³ /т
2 ступень сепарации:	Р=0,05 МПа;	Т=40 °С	ГФ 11,9 м ³ /т
Суммарный газовый фактор, м ³ /т			219,9
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,431
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³			819,0
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³			0,944

По данным физико-химических исследований ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м выявлено, что нефть – малосернистая – содержание серы 0,115 %; парафинистая – содержание твердых парафинов 1,95 %; маловязкая – кинематическая вязкость при 20 °С 11,67 мм²/с; малосмолистая – содержание смол силикагелиевых 1,78 %; легкая – плотность при 20 °С 0,833 г/см³.

Молекулярная масса разгазированной нефти составляет 190, температура застывания -29 °С, содержание асфальтенов 0,12 %. При разгонке по Энглеру температура начала кипения нефти составила 53,5 °С, выход фракций до 300 °С составил 43,0 % об.

Разгазированная нефть Ярактинского месторождения по ГОСТ 51858-2002 относится к 1 классу, 1 типу. Нефть достаточно легкая, малосернистая, с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ и низкой температурой застывания. Объемный выход светлых фракций до 300 °С в нефти составил 49 %.

Свойства пластового газа

Начальное потенциальное содержание компонентов C_{5+} выше в пластовом газе рассчитанное по компонентному составу, изменяется от 180,7 до 208,2 г/м³ на пластовый газ и от 188,9 до 218,3 г/м³ на «сухой» газ, при мольной доле «сухого» газа в пластовом газе (ранее использованный термин «коэффициент сухости» 0,9538 – 0,95650) (табл. 2.22).

Потенциальное содержание углеводородов $C_{5+В}$ в расчете на 1 м³ газа сепарации составляет 201,2-229,7 г/м³, на 1 м³ «сухого» газа – 188,9-218,3 г/м³, на 1 м³ пластового газа – 180,7-208,2 г/м³. При этом КГФ в расчете на 1 м³ газа сепарации составляет в среднем по скважинам 328,6 см³/м³. По содержанию растворенных жидких углеводородов пластовый газ относится к высоко конденсатному типу (классификация по Старобинцу). Коэффициент усадки сырого конденсата равен 0,627. Коэффициент сжимаемости пластового газа (Z) в пластовых условиях по скважинам составляет 0,731-0,847. Отсюда поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта (1/Z) равна величине 1,180-1,368 (ед.).

Свойства конденсата

Конденсат, отобранный на устье скважин, классифицируется как, малосернистый содержание серы 0,02 % массовых, малопарафинистый – содержание твердого парафина 0,01 % массовых, смолы 0,22 % массовых, асфальтены 0,02 % массовых. Средняя плотность в стандартных условиях

составляет $0,685 \text{ г/см}^3$, кинематическая вязкость при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ равна $0,624 \text{ мм}^2/\text{с}$, молекулярная масса 92,60. Температура застывания ниже минус $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Средняя температура начала кипения конденсата по скважинам $29,3 \text{ }^\circ\text{C}$, 10 % объема конденсата перегоняется при температуре $44,6 \text{ }^\circ\text{C}$, 50 % объемных перегоняется при температуре $99,3 \text{ }^\circ\text{C}$, 90 % объема конденсата перегоняется при температуре $202 \text{ }^\circ\text{C}$.

Бензиновые фракции характеризуются низким содержанием ароматических углеводородов. Так, в расчете на фракцию $60\text{-}100 \text{ }^\circ\text{C}$, содержание ароматических углеводородов составило 3,68 % массовых, на фракцию $100\text{-}120 \text{ }^\circ\text{C}$ – 5,52 % массовых, на фракцию $120\text{-}150 \text{ }^\circ\text{C}$ – 5,80 % массовых, на фракцию $150\text{-}200 \text{ }^\circ\text{C}$ – 8,37 % массовых. Содержание нафтеновых углеводородов (в расчете на фракцию) изменяется от 7,82 до 31,34 % массовых. Количество парафиновых углеводородов в конденсатных фракциях варьируется от 68,43 до 86,66 % массовых.

2. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ПОДБОРУ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЭЦН

При эксплуатации скважин УЭЦН главной задачей является правильный подбор установки, то есть выбор для каждой конкретной скважины таких взаимообусловленных типоразмеров насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, подъемных труб, и такой глубины спуска насоса в скважину, которые обеспечат освоение скважины и технологическую норму отбора жидкости (номинального дебита) из нее в установившемся режиме работы системы скважина-УЭЦН при наименьших затратах. Также для скважин с высоким газовым фактором требуется подбор дополнительной секции – газосепаратора, для обеспечения работы центробежного насоса в условиях повышенного газосодержания.

К основными работам по подбору УЭЦН к нефтяным скважинам необходимо отнести работы:

1. П.Д.Ляпкина “Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине”.

2. Методики, созданные в БашНИПИнефть и ТатНИПИнефть, в НК «ЮКОС»

3. В.С.Линева “Методика подбора ЭЦН по параметрам скважин”.

Суть проведения расчетов по подбору УЭЦН сводится к следующему:

- подготовка исходных данных;
- изучение объемных соотношений фаз и кинематических параметров потока скважинной продукции;
- исследование типов и структурных форм скважинной продукции, условий и границ их существования
- вычисление истинных долей фаз в восходящем двух- и трехфазном потоке
- определение числа Рейнольдса потока дисперсной системы и коэффициент гидравлического трения

- вычисление плотности и коэффициента сверхсжимаемости попутного газа
- температуры потока на различных участках скважинной продукции
- коэффициента сепарации свободного газа от газожидкостной смеси перед входом в насос
- коэффициента фазовой равновесности ГЖС
- стандартного и действительного давления насыщения жидкости газом.
- массового расхода скважинной продукции
- объемных расходов фаз и скважинной продукции в целом по пути движения от фильтра до устья скважины
- среднеинтегрального расхода скважинной продукции через насос
- среднеинтегральной плотности и газосодержания продукции в насосе, напор насоса
- длины участка подъемной колонны, соответствующая известному перепаду давления на его концах
- определение условий бескавитационной работы насоса в скважине
- выбор типоразмера и глубины спуска УЭЦН в скважину
- расчет и подбор необходимого наземного оборудования (ПЭД, трансформатор, кабель).

Оптимизация процесса добычи с использованием методики подбора УЭЦН продемонстрирована в статье Мордвинова В.А. и Турбакова М.С. “Методика выбора электроцентробежных насосов при эксплуатации нефтедобывающих скважин” по подбору оборудования на Сибирском и Уньвинском месторождениях. Также подбор УЭЦН выполнен в диссертациях Сипайлова В.А. “Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти” и Фролова С.В. “Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем разработки и внедрения методики подбора и оптимизации работы оборудования”. В данных работах наглядно отражено повышение эффективности эксплуатации

скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса, методом подбора наиболее подходящих УЭЦН и оборудования к данным условиям определенных скважин. Результатами правильного подбора установок является не только повышение уровней добычи, но и продление межремонтного периода насосов, повышение износостойкости комплектующего оборудования и уменьшение энергопотребления, что также положительно сказывается на ресурсной и экономической составляющих эффективности применения установок электроцентробежного насоса.

3. УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

3.1 Основные узлы УЭЦН:

ЭЦН (электроцентробежный насос) – главная составляющая установки, вследствие работы которой и осуществляется вынос жидкости по скважине на поверхность. Включает секции и ступени (направляющие аппараты), а также большое число рабочих колес закрепленных на валу. Оборудуется стальным корпусом (трубой). К основным характеристикам УЭЦН относятся: дебит и напор, которые всегда присутствуют в названии насоса. Например, ЭЦН-250-2200 перекачивает 250 м³/сут жидкости с напором 2200 метров.

ПЭД (погружной электродвигатель) – следующий необходимый элемент. В основном это - асинхронный электродвигатель, который заполняется специальным маслом.

Протектор (или гидрозащита) – часть установки, которая представляет собой промежуточный модуль между электродвигателем и насосом. Предназначен для разделения электродвигателя, в который залито масло от насоса содержащего пластовую жидкость, а также для передачи вращения насосу от электродвигателя.

Кабель – для подачи электроэнергии на ПЭД. Оснащается бронью. На участке от поверхности до имеет круглое сечение (КРБК), а на промежутке секций насоса и гидрозащиты - плоское сечение (КПБК).

Дополнительное оборудование:

Газосепаратор – уменьшает содержание газа на входе в насос. Если газовый фактор относительно небольшой и находится в пределах нормы, вместо сепаратора монтируется простой входной модуль для приема и первоначальной (грубой) очистки перекачиваемой жидкости.

ТМС – термоманометрическая система. Служит для снятия показаний температуры и давления рабочей среды УЭЦН.

Сбор установки производится во время ее спуска в скважину. Устанавливается поэтапно снизу вверх не забывая про кабель, крепящийся к установке и запитывающий ее, а также пристегиваемый хомутами к колонне труб. Снаружи на кустовой площадке к кабелю подводится электрический ток от трансформатора (ТМПН).

КОШ (клапан обратный шариковый) – предотвращает обратный переток жидкости вниз; при нахождении насоса в рабочем состоянии клапан открыт, служит для заполнения НКТ скважинной продукцией перед запуском ЭЦН.

КС (клапан сливной) – фиксируется над обратным, применяется для сброса флюида из насосных труб перед проведением спуско-подъемных операций.

В нижней части насоса имеется приемная сетка для фильтрации поступающей жидкости.

Электроцентробежные погружные насосы имеют значительные преимущества:

- Наземное оборудование достаточно просто в эксплуатации;
- Отбор жидкости может достигать 15000 м³/сут;
- Возможность эксплуатации на больших глубинах (более 3000 метров);
- Большая продолжительность безремонтной работы (2-3 года и более);
- Исследования можно проводить без необходимости подъема оборудования;
- Относительно менее сложные способы устранения парафиновых отложений со стенок НКТ.

Электроцентробежные глубинные насосы допускают использование в достаточно глубоких скважинах, в наклонных, и, более того, порой даже в горизонтальных, в скважинах с сильно обводненной продукцией, в содержащих воды с соединениями йода и брома, высокоминерализованные

воды, для перекачивания соляно-кислотных растворов. К довершению всего, на сегодняшний день разработаны и производятся ЭЦН способные к одновременно-раздельной эксплуатации двух и более горизонтов в одной скважине с обсадными колоннами диаметрами по 146 мм и 168 мм. Кроме того, электроцентробежные насосы используются в целях ППД, для нагнетания и подачи воды в пласт.

Общая схема установки электроцентробежного насоса, включающая подземное и наземное оборудование, показана на рисунке 1.

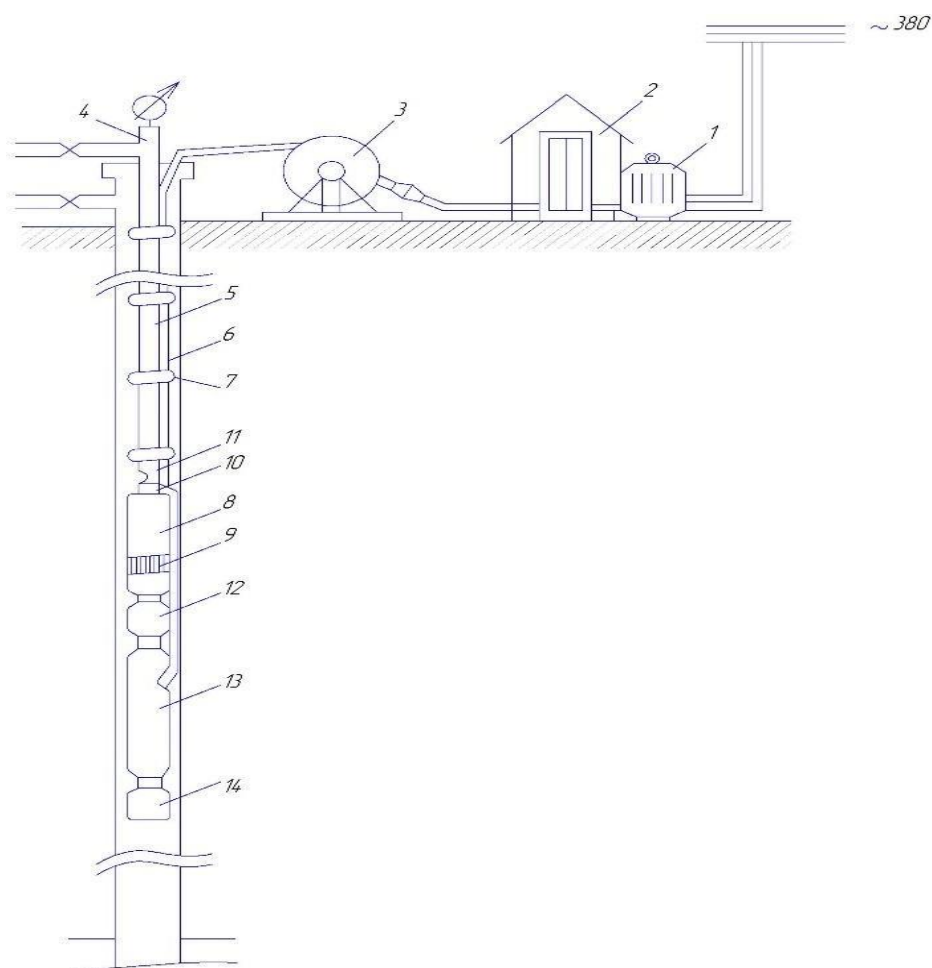


Рисунок 1– Принципиальная схема УЭЦН:

1-автотрансформатор, 2-станция управления, 3-кабельный барабан, 4- оборудование устья скважины, 5-колонна НКТ, 6-кабель, 7-специальные зажимы, 8-ЭЦН,9-приемная сетка, 10- обратный клапан, 11-сливной клапан, 12-протектор, 13-погружной электродвигатель, 14- компенсатор (ТМСП).

У установки имеются две составляющие части: наземная и погружная.

В наземную входят: автотрансформатор (1); станция управления (2); кабельный барабан (3) и оборудование для оснастки устья (4).

Погружная часть составляют: колонна НКТ необходимая для спуска погружного агрегата в скважину(5); трехжильный электрокабель предварительно оснащенный броней (6), используется непосредственно для подачи питающего напряжения на погружной электродвигатель; для крепления кабеля к колонне насосно-компрессорных труб применяются специальные зажимы (7). В погружной агрегат входит многоступенчатый центробежный насос (8), который снабжается приемной сеткой (9) и обратным клапаном (10). В погружной части устанавливается клапан сливной (11), необходимый для слива жидкости из НКТ при спуско-подъемных операциях. Нижняя часть насоса оборудована гидрозащитой (протектором) (12), который, сочленяется непосредственно с ПЭД (13). Ниже электродвигателя (13) монтируется компенсатор (ТМСП) (14).

3.2 Конструкция скважинных центробежных насосов

Электроцентробежные скважинные насосы имеют многоступенчатую конструкцию. Одна ступень (рабочее колесо и направляющий аппарат) производит малый напор (от 3 до 6-7 м водяного столба), который в свою очередь обуславливается небольшим внешним диаметром рабочего колеса, вследствие ограниченного внутреннего диаметра обсадной колонны и размерами используемого глубинного оборудования - кабеля, ПЭД и т.д. Ступени монтируются в расточку цилиндрического корпуса по отдельности для каждой секции. В одной секции насоса может располагаться 39 – 200 ступеней в зависимости от высоты их установки. Максимальное число ступеней было достигнуто в 550 штук.

Схема скважинного центробежного насоса продемонстрирована на рисунке 2.

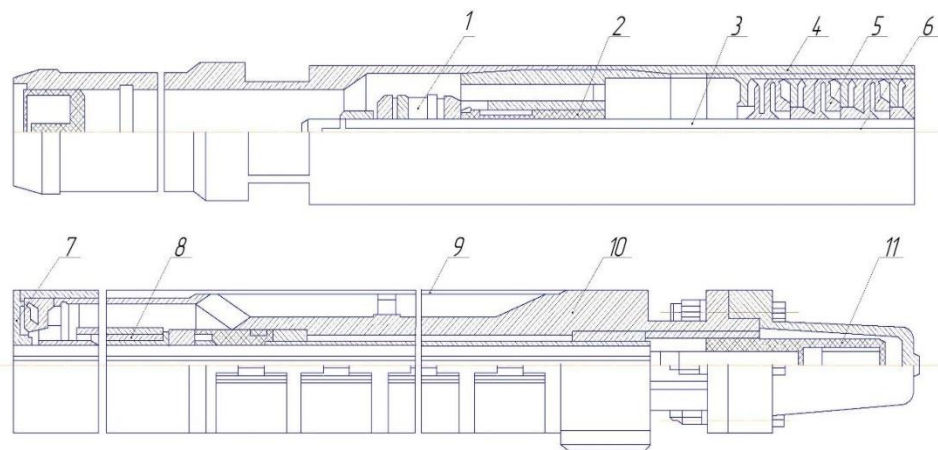


Рисунок 2 – Схема скважинного центробежного насоса:

1 - кольцо с сегментами; 2, 3- гладкие шайбы; 4, 5- шайбы амортизаторы; 6 - верхняя опора; 7 - нижняя опора; 8 - пружинное кольцо опоры вала; 9 - дистанционная втулка; 10 - основание; 11 - шлицевая муфта

Существуют следующие конструкции ЭЦН: обычная, износостойкая, а также повышенной стойкости к коррозии. Диаметры и состав узлов насоса как правило одинаковы для всех исполнений насоса. Обычный скважинный центробежный насос используется при обводненности продукции до 99%, наличии механических примесей до 0,01 % по массе (0,1 г/л) твердостью менее 5 баллов по шкале Мооса; содержание сероводорода не должно превышать 0,001%.

По техническим стандартам заводов-изготовителей, свободный газ на приеме насоса не должен превышать порог в 25%. Коррозионностойкое исполнение насоса предусматривает возможность проведения работ в присутствии сероводорода до до 1,25 г/л (0,125%). Преимуществом износостойкой модификации является возможность откачки жидкостей содержащих мех примеси в количестве до 0,5 г/л. [2]

ЭЦН разделяют на группы с учетом диаметров эксплуатационных колонн:

4 – обсадная колонна диаметром 127 мм с внутренним диаметром 112 мм;

5 – обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;

5А – обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;

6 и 6А – обсадная колонна диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

Группам ЭЦН соответствуют следующие диаметры корпусов насоса: 86 мм, 92 мм, 103 мм, 114 мм и 137 мм; с внутренними диаметрами :74 мм, 80 мм, 90 мм, 100 мм и 120 мм соответственно.

Пример: ЭЦН-5-140-850 – электроцентробежный насос под 5-ти дюймовую обсадную колонну (диаметром 140 мм), подача – 140 (м³/сут), напор – (850 м вод. ст.) (Q= 1000 кг/м³). [4]

3.3 Погружные электродвигатели

Основные составляющие ПЭД: электродвигатель и гидрозащита.

Двигатели используются погружные трехфазные асинхронные, короткозамкнутые двухполюсного исполнения, в нормальной и коррозионно-стойкой комплектациях, с учетом климатического фактора типа В, с питанием от сети переменного тока частотой 50 Гц. Служат в качестве привода ЭЦН для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели допускают эксплуатацию в среде пластовой жидкости с температурой до 110 °С, содержащей:

- твердые частицы не более 5 баллов по шкале Мооса (не более 0,5 г/л);
- сероводород: ЭЦН обычной компоновки - не более 0,01 г/л; коррозионно-стойкое исполнение - не более 1,25 г/л;
- свободный газ - менее 55% по объему

В зоне работы двигателя давление гидростатическое не должно превышать 25 МПа.

Пример шифра двигателя: ПЭДУСК-125-117ДВ5 ТУ 16-652.029 - 86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ - погружной электродвигатель унифицированный; С - секционный (отсутствие буквы - несекционный); К - коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное); 125 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; Д - шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы - основная модель); В5 - климатическое исполнение и категория размещения.

ПЭД может оснащаться несколькими внутренними электродвигателями (расположенных в верхней, средней и нижней зоне двигателя, с мощностью 60 - 360 кВт).

Составляющие электродвигателя: статор, ротор, головка с встроенным устройством токоотвода, металлический корпус

Статор – металлическая труба с запрессованным магнитопроводом, используемый материал - листовая электротехническая сталь.

Статорная обмотка состоит из одного слоя и представляет собой протяжную катушечную обвивку. Фазы статора сопрягаются посредством звезды.

Ротор короткозамкнутый, с несколькими секциями. Компоновка ротора состоит из опорного цельного вала, сердечников, подшипников скольжения и втулки.

Головка устанавливается в верхней секции, непосредственно над статором. Головка содержит радиальные опоры ротора, токов вод или узел электрического соединения электродвигателей.

Токов вод – колодка изоляции, со специальными пазами для вставки кабелей с наконечниками.

Термоманометрическая система ТМС-3 служит для мониторинга состояния скважин, оборудованных УЭЦН, то есть для определения значений давления, температуры и вибрации, а также является средством защиты глубинных установок от перегрева ПЭД и падения давления на

приеме насоса до критического. Монтируется в нижней секции электродвигателя.

Гидрозащита – устройство для защиты электродвигателя от просачивания во внутреннее пространство пластовых флюидов, также является промежуточной секцией между ПЭД и насосом, то есть осуществляет передачу крутящего момента.

Исполнения гидрозащит бывают открытого (П92, ПК92, П114) и закрытого (П92П, ПК92Д, ПК114Д) типа.

В первом случае используется барьерная жидкость (плотность не более 2 г/см^3), не перемешивающаяся с жидкостью пласта и маслом, заполняющим ПЭД.

Во втором случае устанавливаются специальные эластичные диафрагмы из резины для компенсации расширения и сжатия диэлектрика, представляющего собой жидкость заполняющую двигатель.

3.4 Газосепараторы в составе УЭЦН

При большом газосодержании применяются насосные модули-газосепараторы, способные снижать содержание свободного газа (по объему) на приеме насоса. Существуют следующие типы газосепараторов для оснастки УЭЦН: вихревые и центробежные.

В центробежных газосепараторах используется свойство плавучести пузырьков газа, вследствие воздействия на них под действием гравитационных или центробежных сил. Работа вихревого сепаратора основывается на эффекте свободного вихря, который создается в вихревой камере, в следствие чего происходит разделение фаз под воздействием центробежной силы.

Наибольшим коэффициентом сепарации обладает центробежный сепаратор, наименьшим – гравитационный, а вихревой газосепаратор находится в промежутке по эффективности между центробежным и гравитационным .

Одним из ранних сепараторов в нашей стране было устройство Ляпкова.

Российскими производителями осуществляется выпуск газосепараторов согласно следующим нормативным документам:

- ТУ 26-06-1416-84 Модули насосные – газосепараторы МИГ и МНГК;
- ТУ 313-019-92 Модули насосные – газосепараторы Ляпкова МНГСЛ;
- ТУ 3381 -003-00217780-98 Модули насосные – газосепараторы МНГББ.

Данные газосепараторы – центробежного типа. Являются отдельными модулями ЭЦН, монтируются в нижней части насоса с помощью фланцевых соединений. Секционные валы соединяются посредством шлицевых муфт.

Составляющие центробежного газосепаратора: ротор винтового типа, направляющий аппарат, сепарационная камера в виде цилиндрического барабана, оснащенного лопатками радиального строения, специальная камера для стравливания газа в затруб и распределения смеси (газосодержащей) на первую ступень отвода.

3.5 Элементы электрооборудования установки

Для снабжения погружного электродвигателя применяются трехжильные кабели, которые изначально спускаются в скважину вместе с насосно-компрессорными трубами, закрепляющиеся двумя стяжками на каждой трубе. Осуществляют подачу электрической энергии при больших значениях напряжения. Поэтому кабели изготавливаются из материалов, обеспечивающих надежную изоляцию. В целях защиты от повреждений механического рода используется специальное эластичное покрытие, представляющее собой ленту из оцинкованной стали.

Так как кабель находится снаружи ЭЦН и НКТ, то следствием этого является постоянное воздействие на него внешних факторов (давление,

температура, трение, прижимы, кручение, сгибание и разгибание при спуско-подъемных операциях) способных привести к повреждениям различного рода.

В целях защиты от повреждений механического рода используется специальное эластичное покрытие, представляющее собой ленту из оцинкованной стали.

Вдоль секций самого насоса, часть кабеля устанавливается плоского сечения с диаметром меньшим в два раза, чем у круглого кабеля.

Кабели, применяемые для оснастки УЭЦН, бывают круглого и плоского типа.

Круглые кабели изготавливаются из нефтестойкой резины (при напряжениях не больше 1100 В, температурах окружающего пространства менее 90 °С и давлениях меньших 1 МПа), а также могут быть оснащены полиэтиленовой изоляцией (значения напряжений не более 2300 В, температура среды менее 120 °С, давление не должно превышать 2 МПа)

КРБК – кабель резиновый бронированный круглый;

КРБП – кабель резиновый бронированный плоский;

КПБК – кабель полиэтиленовый бронированный круглый;

КПБП – кабель полиэтиленовый бронированный плоский.

Кабели с полиэтиленовой изоляцией на 26 – 35 % легче кабелей с резиновой изоляцией. Они обладают большей устойчивостью против воздействия газа и высокого давления. Все кабели имеют броню из волнистой оцинкованной стальной ленты, что придает им нужную прочность.[6]

Примеры кабелей плоского и круглого сечения представлены на рисунке 3.

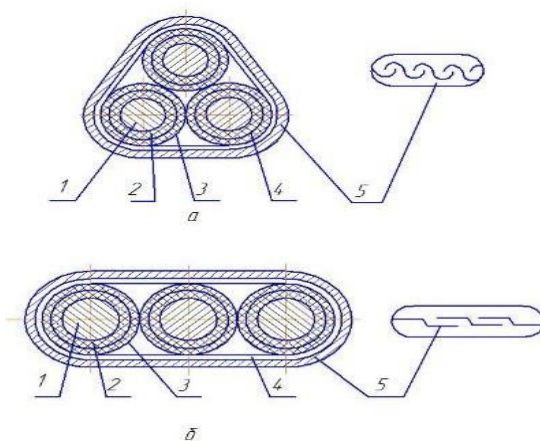


Рисунок – 3 Кабель круглого и плоского сечения.

а — круглый; б — плоский; 1 — жила; 2 — изоляция; 3 — оболочка; 4 — подушка; 5 — броня.

Круглый кабель прикрепляют к насосно-компрессорным трубам, а вдоль секций самого насоса, часть кабеля устанавливается плоского сечения с диаметром меньшим в два раза, чем у круглого кабеля. Это делается с целью уменьшения габарит кабеля в условиях ограниченного замкнутого пространства.

Для стыковки круглого и плоского кабеля применяется способ горячей вулканизации, в особых вулканизаторах, способных оказывать воздействие крайне высокими давлениями и температурами.

На сегодняшний день многие предприятия переходят на использование только плоских кабелей (соединяющих погружной электродвигатель со станцией управления).

Параметрами кабелей УЭЦН являются активные и реактивные сопротивления. $R_{акт}$ зависит от сечения кабеля температуры. Для наиболее часто используемых сечений равным 16 мм; 25 мм и 35 мм активное сопротивление составит: 1,32 Ом/км; 0,84 Ом/км и 0,6 Ом/км соответственно. $R_{реак}$ находится в зависимости от $\cos \varphi$. При $\cos \varphi = 0,86$ (наиболее вероятное значение для погружных двигателей), реактивное сопротивление будет равно 0,1 Ом/км.

При прохождении тока по кабелю, наблюдается падение напряжения, вследствие влияния значений тока, температуры, сечения кабеля и т.п. Что в свою очередь вызывает потери электрической мощности (3 – 15 % от всех потерь). Поэтому существует правило установки напряжения на устье всегда превышающим номинальное напряжение погружного электродвигателя. Разница между этими напряжениями должна быть не менее суммы потерь на напряжение при прохождении электрического тока по кабелю.

Данная компенсация напряжения является одной из задач монтируемых на кустовой площадке трансформаторов.

Трансформаторы.

Для преобразования напряжения трансформаторы оснащаются несколькими отводами, устанавливаемыми непосредственно в обмотки. Первичные обмотки рассчитаны на питание от напряжения в 380 В. Вторичные обмотки на номинальные напряжения самого двигателя (350 – 2000 В).

Вторичная обмотка имеет, как правило, 6 отводов, необходимых для установки нужного напряжения, что, в свою очередь, осуществляется с помощью специальных переключателей.

Трансформаторы являются немаслозаполненными и снабжаются воздушным охлаждением. Их характеристики всегда соответствуют погружному электродвигателю

Главной функцией трансформаторов является непрерывное осуществление контроля сопротивления вторичной обмотки трансформатора, кабеля и статорной обмотки ПЭДа.

При падении сопротивления до заданного значения (30000 Ом) происходит отключение установки в автоматическом режиме.

Станции управления

Управление работой ЭЦН осуществляется станциями управления (ПГХ5071, ПГХ5072)

Станции управления предназначены для:

1. Включения и отключения УЭЦН в автоматическом и ручном режиме.
2. Автоматическое включение установки в режиме самозапуска после восстановления подачи напряжения в промышленной сети.
3. Выполнения автоматической работы УЭЦН на режимах откачки и накопления.
4. Автоматическое включение и отключение установки в зависимости от давления в выкидном коллекторе при автоматизированных системах группового сбора нефти и газа.
5. Мгновенное отключение установки при коротких замыканиях и при перегрузках по силе тока на 40%, превышающих нормальный рабочий ток.
6. Кратковременное отключение на время до 20 секунд при перегрузках ПЭДа на 20 % от номинала.
7. Кратковременное 20 секунд отключение при срыве подачи жидкости в насос.

Во время эксплуатации скважины по технологическим причинам глубину подвески насоса приходится изменять. Чтобы не рубить и не наращивать кабель при таких изменениях подвески, длина кабеля берется по максимальной глубине подвески данного насоса и при меньших глубинах его излишек оставляется на барабане. Этот же барабан используется для намотки кабеля при подъеме погружного насоса из скважин. На нефтедобывающих предприятиях с большим числом УЭЦН используют специальный транспортировочный агрегат АТЭ-6 на базе грузового вездехода КААЗ-255Б для перевозки кабельного барабана и другого электрооборудования, в том числе трансформатора, насоса, двигателя и узла гидрозащиты.

Для погрузки и разгрузки барабана агрегат снабжен откидными направлениями для накатывания барабана на платформу и лебедкой с тяговым усилием на канате 70 кН. На платформе имеется также гидрокран грузоподъемностью 7,5 кН при вылете стрелы 2,5 м. Кабель спущенного

насосного агрегата пропускают через сальниковые уплотнения устья и герметизируют в нем с помощью специального разъемного герметизирующего фланца в устьевой крестовине. [6]

3.6 Обзор установок погружных центробежных насосов.

На месторождениях Западной Сибири широкое применение нашли отечественные установки, такие как “НОВОМЕТ”, “БОРЕЦ”, “АЛНАС” и “АЛМАЗ”, а также ряд импортных установок фирм “REDA”, “Centrilift”, “SPI” и ODI, которые выпускаются всех габаритов.

В настоящее время установки ЭЦН обеспечивают область дебитов от 10 до 1000 м³/сут и позволяют регулировать рабочие параметры в широком диапазоне. Ведущими отечественными и зарубежными производителями в настоящее время предлагаются насосные установки с напорами до 3900 м.

Установки ЭЦН применяются в различных геолого-промысловых условиях:

- газовый фактор от 10 до 750 м³/м³;
- глубина пласта до 5000 м;
- температура пласта до 120 °С;
- в условиях абразивно-содержащих жидкостей и парафино-гидратных отложений.

Компания «НОВОМЕТ» поставляет погружные центробежные (ЭЦН) и центробежно-вихревые насосы (ВНН) всех габаритов для откачки пластовой жидкости с подачей от 15 до 6300 м³/сут. и напором до 10 м на одну ступень.

Центробежно-вихревые насосы (ВНН) имеют более высокий КПД в сравнении с традиционными ЭЦН. Они позволяют работать в скважинах с высоким газовым фактором и нестабильным динамическим уровнем.

Компания предлагает:

- Погружные асинхронные электродвигатели габаритов 81, 86, 96, 103, 114, 117, 123, 136, 143, 172, 185 мм и погружные вентильные электродвигатели габаритов 81, 117, 130 мм;

- Гидрозащиты повышенной надежности, соответствующие габаритам электродвигателей;
- Газосепараторы и диспергаторы повышенной эффективности для работы в агрессивных и абразивосодержащих средах;
- Газосепараторы для скважин с высоким газовым фактором (до 1000 м³/м³) и с выносом мехпримесей;
- Фильтры погружные для УЭЦН и наземные для очистки технических жидкостей;
- Погружные мультифазные насосы;
- Системы телеметрии и универсальная станция управления.

ВНН рекомендуются к применению в скважинах с высоким газовым фактором и нестабильным динамическим уровнем.

Компания «**Борец**» производит полнокомплектные установки УЭЦН для эксплуатационных колонн с минимальным внутренним диаметром 121,7 мм (группа 5) и с минимальным внутренним диаметром 124 мм (при комплектации двигателем 103 габарита) и 130 мм (при комплектации двигателями 117 габарита) – группа 5А. Центробежные насосы выпускаются 2-х основных типов – ЭЦНД – насосы погружные центробежные двухпорные в модульном исполнении и ЭЦНМ – погружные центробежные насосы для обычных условий эксплуатации.

Применение двухпорных ступеней существенно улучшает эксплуатационные характеристики насосов и предназначены для эксплуатации в любых условиях, в том числе в условиях повышенного содержания механических примесей и с высокой интенсивностью агрессивности среды. Насосы типа ЭЦНД успешно работают при концентрации твердых частиц в пластовой жидкости до 0,5 г/л, максимальное содержание свободного газа на приеме насоса с применением газосепаратора – 55 %, а с применением газосепаратора с диспергатором – 68 %. Температура откачиваемой жидкости – не более 135 °С.

Компания «АЛНАС» производит и поставляет центробежные погружные насосы ЭЦНАК в габаритах 5, 5А и 6 производительностью от 12 до 1500 м³/сут и напором до 2500 м. Насосы коррозионно-стойкие, рабочие ступени двухпорной конструкции.

Максимальная концентрация твердых частиц в пластовой жидкости: для насосов коррозионно-стойкого исполнения - 0,5 г/л, для насосов коррозионно-износостойкого исполнения – 1,0 г/л. При использовании газосепаратора содержание свободного газа в зоне подвески насоса – до 55 % по объему.

Для эксплуатации искривленных и наклонно-направленных скважин «АЛНАС» предлагает погружное оборудование со значительно меньшими размерами по сравнению с существующими аналогичными видами погружного оборудования. Использование в качестве привода насоса вентильного электродвигателя с частотой вращения вала до 6000 об/мин, позволяет:

- сократить общую длину установки;
- плавно регулировать частоту вращения двигателя в широком диапазоне;
- эксплуатировать скважины с переменным дебитом в оптимальном режиме;
- плавно выводить установку на режим.

Заслуживает внимания насос ЭЦНА5-45 «Анаконда», который имеет ряд преимуществ по сравнению с серийными насосами:

- широкий диапазон рабочей зоны от 10 до 70 м³/сутки, включающий в себя диапазоны работы малодебитных серийных насосов ЭЦНА5-20, ЭЦНА5-30, ЭЦНА5-50;
- хорошая приспособляемость насоса при работе в скважине с изменяющимся дебитом;
- повышенные значения КПД в рабочей зоне.

ООО «АЛМАЗ» поставляет насосы обычного исполнения (ЭЦН), износостойкого исполнения (ЭЦНИ), износостойкого, коррозионностойкого исполнения с двухпорными рабочими органами (ESP) и компрессионные насосы с двухпорными ступенями (КЭЦНДИ).

Двухсторонняя установка с шламоотделителем и контейнером предназначена для работы в скважинах с высоким содержанием мехпримесей (может применяться для работы после ГРП). Производительность насосов от 20 до 125 м³/сут.

Скважины, оборудованные УЭЦН, рекомендуется оборудовать термоманометрическими системами типа «СКАД-2» или ТМС. Система контролирует температуру и давление на приеме насоса и при отклонении от заданных режимов автоматически отключает и запускает установку.

3.7 Причины отказов УЭЦН

Как было показано выше, установки УЭЦН являются достаточно сложным и высокотехнологичным оборудованием, состоящим из множества узлов и элементов. Эти отдельные узлы и элементы могут выходить из строя под воздействием тех или иных факторов, что приведет к отказу всей установки. На рисунке 4 наглядно представлено «дерево» возможных отказов УЭЦН. Из представленного множества отказов следует выделить наиболее распространённые и опасные отказы УЭЦН. Сразу следует сказать, что после анализа значительного перечня литературы [1],[2],[3],[4] и производственных отчетов можно сделать вывод, что распределение отказов по различным предприятиям не имеет определенной направленности, каждое предприятие имеет свою доминирующую причину выхода из строя погружного оборудования. Возможные причины отказов УЭЦН продемонстрированы на рисунке 4.

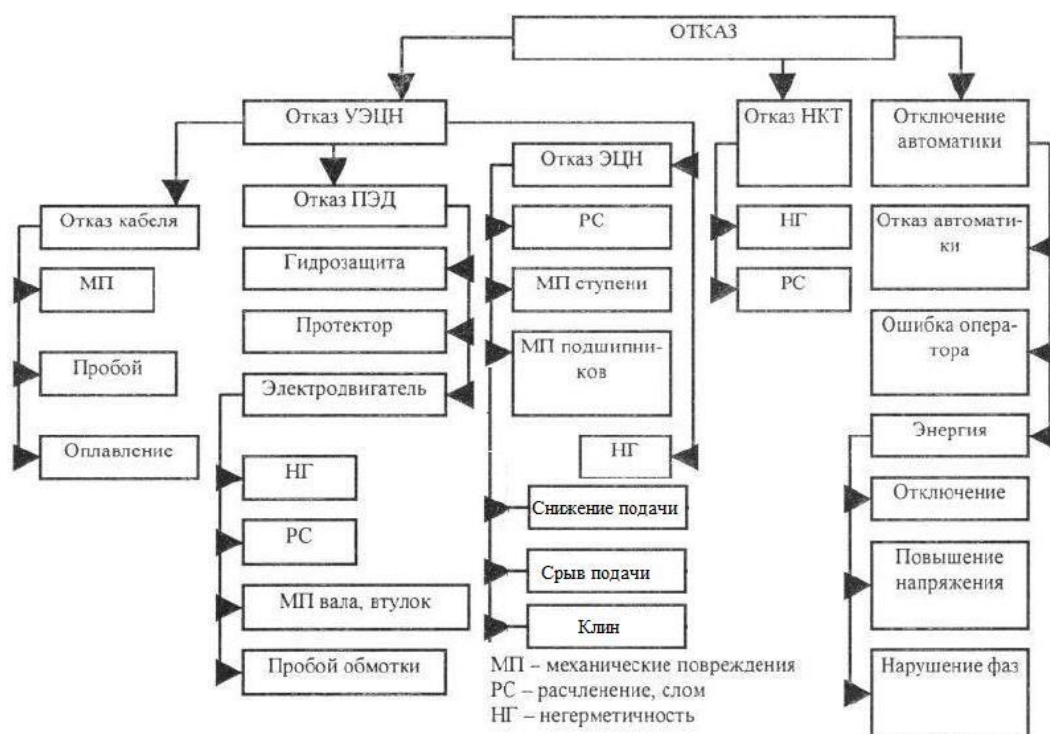


Рисунок 4 – Возможные причины отказов УЭЦН

Основными осложняющими факторами, негативно влияющими на отказы установок, являются:

- Высокое содержание свободного газа на приеме насоса;
- Высокое содержание КВЧ в откачиваемой жидкости;
- Солеотложения на рабочих органах УЭЦН;
- Кривизна ствола скважины;
- Глубина спуска УЭЦН;
- Температура пластовой жидкости;

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН НА ЯРАКТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ярактинское месторождение находится на первой стадии разработки, разрабатывается на газонапорном и частично водонапорном режиме. В настоящее время на нефтяной части залежи формируется система ППД путем закачки воды и опытные работы по организации сайклинг-процесса на газовой части залежи. С целью повышения проектных показателей осуществляется бурение новых скважин под УЭЦН, и переоборудование старых фонтанирующих скважин на установки электроцентробежного насоса.

4.1 Анализ состояния фонда нефтяных скважин

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ярактинском НГК месторождении пробурена 191 скважина. В нефтяном фонде числятся 127 скважины (без ликвидированных), из которых 95 скважин действующие, в бездействии – 14 скважин, в освоении – 17 скважин, пьезометрические – 1.

Состояние фонда нефтяных скважин на 01.01.2015 г. представлено в таблице 4 и на рисунке 5

Таблица 4 - Состояние фонда нефтяных скважин на 01.01.2015

Фонд скважин на 01.01.2015 г.	191
В том числе:	
добывающие	127
нагнетательные	30
газовые	5
нагнетательные газовые	4
контрольные	
водозаборные	13
Ликвидированные	12

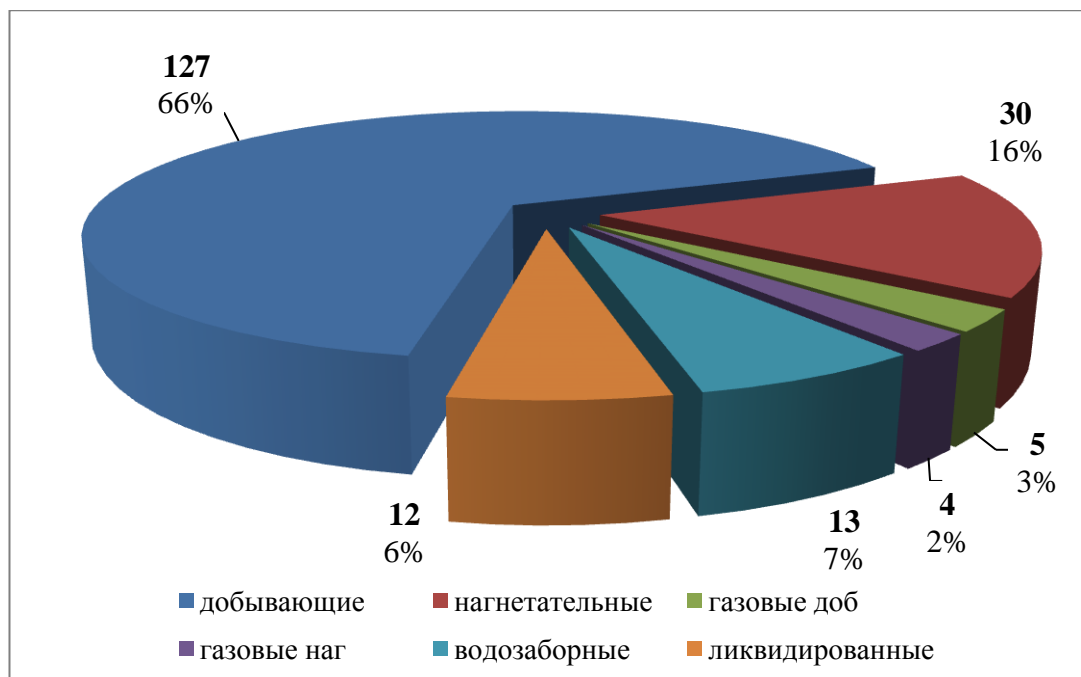


Рисунок 5 - Структура пробуренного фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г. Ярактинского месторождения

Причины бездействия скважин: большой газовый фактор, аварии УЭЦН.

Добыча нефти осуществляется фонтанным (8 скважин) и механизированным способом: 87 скважины оборудованы УЭЦН. То есть более 91% скважин от фонда оборудовано электроцентробежными насосами. Таким образом, одной из наиболее приоритетных задач Иркутской нефтяной компании является контроль за состоянием, повышение надежности УЭЦН и увеличение эффективности использования установок. С этой целью, в компании постоянно проводятся мероприятия по оптимизации режимов работы установок, в которые входят подбор нового и замена старого оборудования на более подходящее для данных условий эксплуатации.

На рисунке 6 наглядно представлена доля нефтяных скважин приходящаяся на фонтанную эксплуатацию и с помощью УЭЦН.

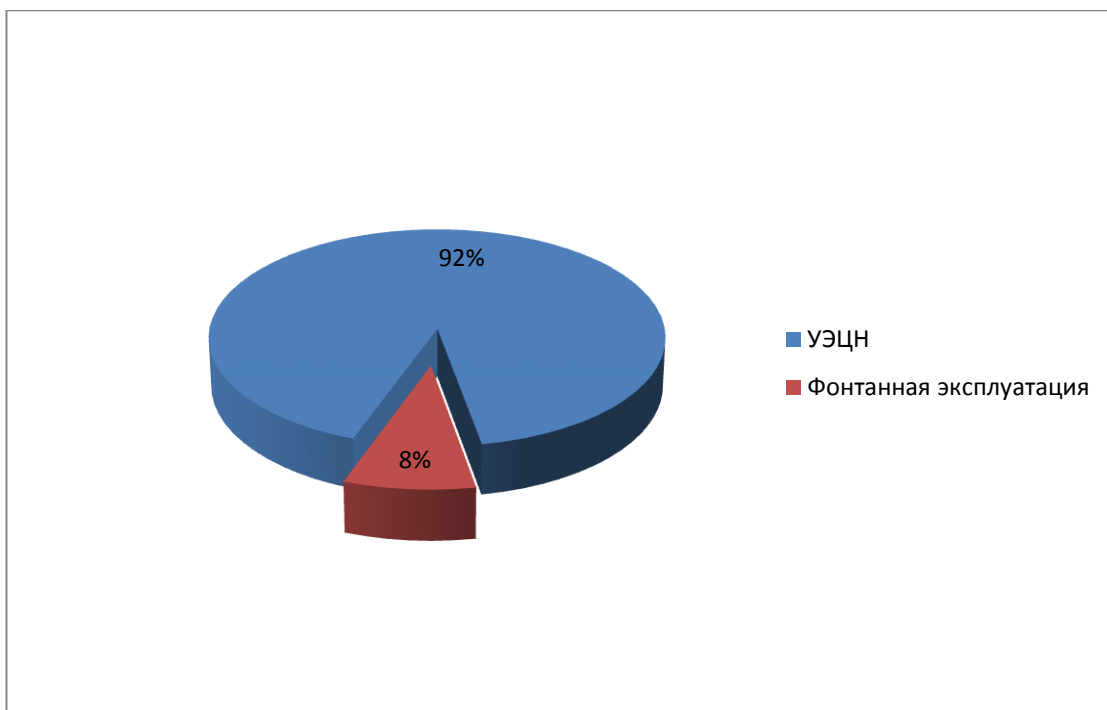


Рисунок 6 – Эксплуатация нефтяных скважин различными способами на Ярактинском месторождении

4.2 Анализ причин отказов УЭЦН на Ярактинском месторождении

По месторождениям Западной Сибири, в том числе и на Ярактинском, распределение отказов весьма специфично. Специфичность отказов по различным объясняется различными условиями эксплуатации УЭЦН, которые обуславливаются следующими факторами:

- различные объекты разработки;
- углы отклонения;
- пространственное положение ствола скважин;
- глубины спуска насосов;
- термодинамические режимы откачки;
- состав и свойства продукции;
- число частиц механических примесей и другое.

Однако все же можно выделить группы наиболее распространённых отказов:

- снижение изоляции кабеля;

- снижение (отсутствие подачи);
- клин насоса;
- большой газовый фактор.

Основные причины, приводящие к авариям, поломкам и отказам УЭЦН на Ярактинском месторождении наглядно продемонстрированы на рисунке 7.

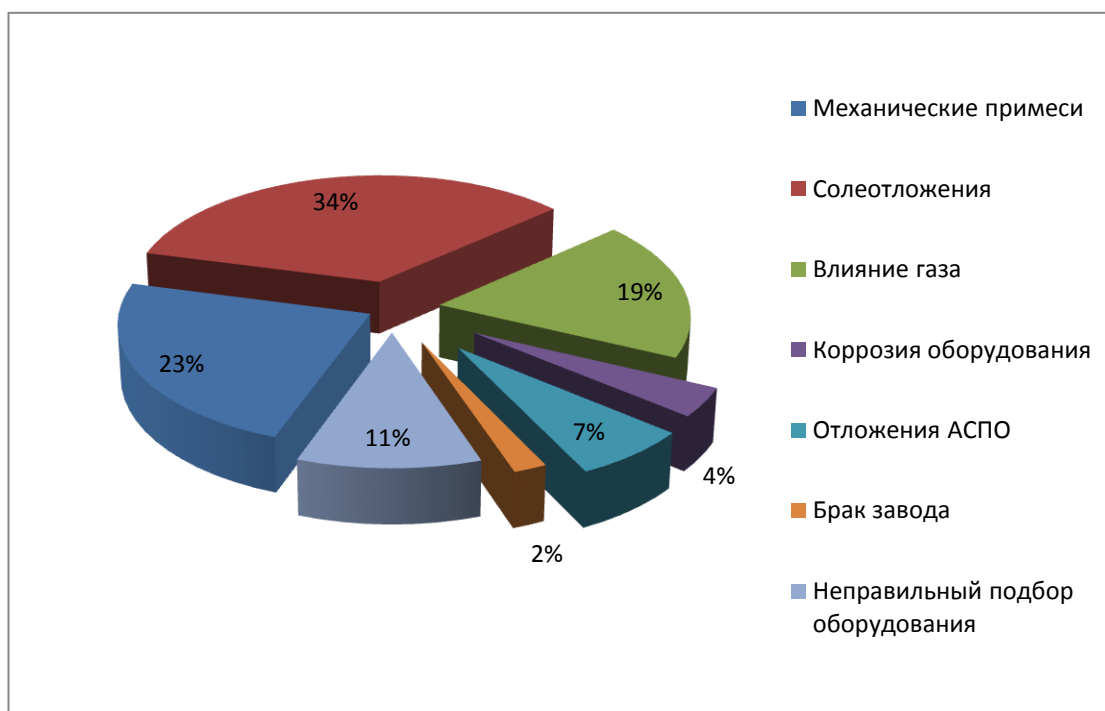


Рисунок 7 – Основные причины отказов УЭЦН на Ярактинском месторождении

4.3 Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН на Ярактинском месторождении

Эксплуатационный фонд скважин, оборудованных УЭЦН, на 01.08.2015 г. составил 87 единиц.

Электроцентробежными насосами эксплуатируются скважины с дебитами от 7,2 до 520 м³/сут. Применяются типоразмеры насосов от ЭЦН-50 до ЭЦН-500.

Глубины спуска насосов варьируются от 2400 до 3100 м. Средняя глубина составляет 2748,5 м. Пластовые давления в зоне отбора изменяются

от 16 до 25 МПа. Среднее пластовое давление равно 19,6 МПа, что ниже начального на 22,8%.

Забойные давления по скважинам изменяются от 2,48 до 12,0 МПа, давления на приеме ЭЦН от 1,6 до 11,3 МПа.

Расчет минимального забойного давления зависит от следующих условий:

- смятие эксплуатационной колонны под действием избыточного давления;
- разрушение коллектора в призабойной зоне скважины, сопровождающееся интенсивным выносом частиц породы;
- образование конуса воды с последующим прорывом воды и резким обводнением скважины;
- прорывы свободного газа в нефтяные скважины.

Для добывающих скважин Ярактинского месторождения одним из определяющих условий для расчета минимального забойного давления является условие на смятие эксплуатационной колонны под действием избыточного наружного давления.

Выбор величины забойного давления по скважинам должен производиться индивидуально с проведением мониторинга за депрессиями на пласт и выносом мехпримесей из пласта.

Минимально допустимое давление на забое принимается на 30% ниже, чем давление насыщения. Это предотвращает процесс разгазирования нефти в пласте, и разгазирование происходит лишь в призабойной зоне скважины, тем самым процесс вытеснения нефти водой не ухудшается и коэффициент продуктивности скважин остается весьма высоким. Минимально допустимое забойное давление составляет 7 МПа

Рассматривая режимы работы скважин необходимо отметить, что 4 скважины, эксплуатируемых с УЭЦН имеют забойные давления ниже 7 МПа (скв. №№ 88, 108, 411, 53Р).

Приведенные данные свидетельствуют о том, что на скважинах, оборудованных УЭЦН, имеются некоторые резервы для оптимизации режимов работы.

Наиболее важным в разработке объектов является согласованность связи между притоком жидкости к забоям добывающих скважин из пласта и отбором жидкости из скважин.

Все осложнения происходят в периоды, когда отбор из скважин начинает превышать приток к призабойной зоне. Это наблюдается в трех случаях:

- при запуске и выводе скважины на режим после ремонта, как ПРС, так и КРС;
- при запуске скважины после остановки;
- при нестабильном режиме эксплуатации.

Содержания мехпримесей в продукции добывающих скважин колеблется от 7,0 до 372 мг/л при средних значениях 83 мг/л.

Мехпримеси имеют как пластовое происхождение, так и заносятся с поверхности при проведении ремонтов.

В 2010 г произошло 11 отказов, в 2011 – 10 отказов. Основная доля отказов в 2010 году произошла по причине солеотложения в рабочих органах УЭЦН и внутренней полости НКТ (5 отказов), в 2011 году по этой же причине произошло 4 отказа оборудования. Остальные отказы связаны с выносом мехпримесей.

Межремонтный период работы УЭЦН составляет 351 сутки, что является удовлетворительно. Таким образом, работа УЭЦН на Ярактинском месторождении обеспечивает выполнение технологических показателей.

При вводе скважин из бурения на Ярактинском месторождении на механизированную добычу планируемый дебит по жидкости нефтяных скважин составляет 150-300 м³/сут.

При текущем режиме работы скважин забойное давление колеблется в пределах от 4,1 до 15,2 МПа, при среднем значении 13,6 МПа. Трубное

давление изменяется в пределах от 6,3 до 14 МПа, при среднем значении 9,7 МПа. Бездействующие скважины - №№ 41R, 79, 149.

Отборы нефти ведутся установками ЭЦН производительностью 30 - 1500 м³/сут и напором до 2300 м. Установки спускаются на глубину от 2400 до 3000 м и обеспечивают забойное давление до 12,0 МПа и депрессию в пределах 12,9-14,2 МПа.

При выборе глубины спуска ЭЦН критическим параметром является процентное содержание свободного газа на приеме насоса. Исходя из этого, определяется предельная глубина спуска ЭЦН.

Опыт использования УЭЦН в Западной и Восточной Сибири свидетельствует о высокой технологической эффективности данного вида оборудования.

Одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию насосного фонда скважин, является наклонный профиль. Угол отклонения оси ствола скважины от вертикали в зоне работы погружного агрегата не должен быть более 60°.

Азимутальные и зенитные искривления ствола скважин не только отрицательно влияют на работу скважинного оборудования, но и являются ограничением по глубине спуска насосного оборудования.

Влияние интенсивности набора кривизны (изменение угла наклона на 10 м) на межремонтный период (МРП) выглядит следующим образом: для УЭЦН с интенсивностью кривизны:

- от 2 до 4° МРП снижается на 30 суток;
- от 4 до 5° на 60 суток;
- от 5° и выше на 100 суток.

Погружные электродвигатели, выпускаемые отечественными и зарубежными фирмами, предусматривают работу при температуре окружающей среды до +110°С (обычное исполнение) и до +135 °С (теплостойкое исполнение).

Таким образом, для эксплуатации фонда скважин Ярактинского месторождения, рекомендуется применять высоконапорные насосные установки, производительностью от 50 до 600 м³/сут в обязательной комплектации с газосепаратором компаний «Новомет», «Борец» и др. с применением конусных установок или насосно-эжекторных систем.

При применении УЭЦН на Ярактинском месторождении следует соблюдать следующие правила:

- Спускать УЭЦН на максимально возможную глубину для увеличения давления на приеме насоса и снижения содержания свободного газа;

- Использовать УЭЦН обязательно с газосепаратором;

- Использовать частотные преобразователи для регулировки отборов.

При выборе внутрискважинного оборудования, в частности, диаметра НКТ, учитывалось, что потери давления в лифтовой колонне увеличиваются при большом газовом факторе и высоком дебите.

В зависимости от производительности скважин рекомендуется использование следующих НКТ: до 50 м³/сут. Ду = 60 мм; 50-200 м³/сут. Ду = 73 мм, более 200 м³/сут. Ду = 89 ÷ 114 мм.

При эксплуатации скважин с УЭЦН рекомендуется использование устьевой арматуры типа АФК1Э-65х140, ОАО ФНПЦ «СТАНКОМАЗ», г. Челябинск (ТУ26-02-1145-93); насосно-компрессорные трубы марки "Д", "К" Синарского трубного завода (ГОСТ 633-80).

4.4 Расчет по подбору УЭЦН для скважины №43 Ярактинского месторождения

При эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, одной из первостепенных задач является правильный подбор установки для конкретной скважины, исходя из характеристик пласта, пластовой жидкости, газа и размеров самой скважины.

В процессе добычи происходит непрерывное изменение свойств пласта, ПЗП и отбираемого флюида: обводненность, газосодержание, наличие примесей механического рода. В результате этого, жидкость и газ извлекаются в меньших количествах (наблюдается недоотбор), ЭЦН начинает работать на холостых режимах, и, как следствием, является уменьшение межремонтного периода и увеличение затрат на извлечение жидкости. Поэтому подбор и установка более оптимального и надежного оборудования является крайне необходимым мероприятием.

В ходе пробной эксплуатации были получены параметры пласта, свойства флюидов, а также физические показатели среды, на основании которых осуществляется подбор наиболее приемлемого УЭЦН и комплектующего оборудования, с целью оптимизации процесса добычи, и, как следствие, повышения ресурсной и экономической эффективности. При пробной эксплуатации использовался скважины №43 (куст 15) применялся насос: ЭЦН6-160-850.

Исходные данные:

- 1) Длина скважины L , м – 3300;
- 2) Глубина залегания пласта H , м – 2600;
- 3) Внешний диаметр обсадной колонны D_k , мм – 144,3;
- 4) Требуемый дебит скважины $Q_{пл}$, м³/сут. – 250;
- 5) Плотность ГЖС $\rho_{см}$, кг/м³ – 830;
- 6) Кинематическая вязкость нефтив, м²/с – $2,0 \cdot 10^6$;

- 7) Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа – 25,4;
- 8) Давление насыщения, $P_{нас}$, МПа – 20;
- 9) Буферное давление, $P_{б}$, МПа – 0,8;
- 10) Давление в затрубном пространстве, $P_{з}$, МПа – 1,3;
- 11) Коэффициент продуктивности скважины $K_{прод}$, м³/МПа·сут. – 46
- 12) Объемный коэффициент нефти B – 1,36;
- 13) Обводенность продукции скважины n – 0,4;
- 14) Газовый фактор G , 60 м³/м³;
- 15) Содержание газа на приеме насоса, Γ – 0,2;
- 16) Температура ГЖС в пластовых условиях $T_{пл}$, °С – 80;
- 17) Температурный градиент G_T , °С/м – 0,02;
- 18) Присутствие примесей механического рода, г/л – нет;
- 19) Содержание SO₂ и CO₂, г/л – до 0,01;
- 20) Состояние скважины – запуск.

Подбор УЭЦН

1. Забойное давление для получения необходимого дебита определяется по формуле:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q}{K_{прод}} = 25 \cdot 10^6 - \frac{250}{46 \cdot 10^{-6}} = 19,565 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление;

Q - ожидаемый дебит скважины, м³/сут;

$K_{прод}$ - коэффициент продуктивности скважины.

2. Глубину расположения динамического уровня:

$$H_{дин.верт} = H_{скв} - \frac{P_{заб} - P_{затр}}{\rho \cdot g} = 2600 - \frac{19,565 \cdot 10^6 - 1,3 \cdot 10^6}{830 \cdot 9,81} = 356,776 \text{ м} \quad (2)$$

где, $H_{дин.верт} = 9,375 \cdot 10^7$ – динамический уровень по вертикали, м;

$H_{скв} = 1700$ – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$P_{заб} = 9,375 \cdot 10^7$ – оптимальное забойное давление, Па;

$\rho = 880$ – удельный вес газожидкостной смеси, кг/м³

А) Находим $\cos \alpha$ - угла отклонения ствола от вертикали:

$$\cos \alpha = \frac{H_{\text{СКВ}}}{L_{\text{СКВ}}} = \frac{2600}{3300} = 0,788 \quad (3)$$

где, $H_{\text{СКВ}} = 1700$ – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$L_{\text{СКВ}} = 2200$ – длина скважины, м.

Б) Определяем динамический уровень в стволе скважины:

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин.верт}}}{\cos \alpha} = \frac{356,776}{0,788} = 452,761 \text{ м} \quad (4)$$

где, $H_{\text{дин.верт}} = 9,375 \cdot 10^7$ – динамический уровень по вертикали, м;

$\cos \alpha = 0,773$ – угол отклонения ствола скважины от вертикали.

3. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона:

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} = (1 - 0,2) \cdot 20 \cdot 10^6 = 16 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (5)$$

где, Γ – предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса,

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, Па.

4. Определение глубины подвески насоса осуществляем по формуле:

$$L_{\text{подв}} = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho \cdot g} = 2417,808 \text{ м} \quad (6)$$

5. Температура пластовой жидкости на приеме насоса определяется как:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{СКВ}} - L_{\text{подв}}) \cdot G_T = 76,356 \text{ }^\circ\text{C} \quad (7)$$

где, $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура;

G_T - температурный градиент.

6. Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$\begin{aligned} B_{\text{об}} &= n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}} \right] = 0,4 + \\ &+ (1 - 0,4) \cdot \left[1 + (1,36 - 1) \cdot \sqrt{\frac{16 \cdot 10^6}{20 \cdot 10^6}} \right] = 1,193 \end{aligned} \quad (8)$$

где, $B_{\text{об}}$ -объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

b – объемная обводненность продукции;

$P_{\text{пр}}$ - давление на входе в насос; $P_{\text{нас}}$ - давление насыщения.

7. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot B_{\text{об}} = 250 \cdot 1,193 = 298,25 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} = 1,823 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (9)$$

8. Определяем объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{\text{пр}} = G \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}} \right) \right] = 60 \cdot \left[1 - \left(\frac{16 \cdot 10^6}{20 \cdot 10^6} \right) \right] = 12 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (10)$$

где, G - газовый фактор.

9. Расчет газосодержания на входе насоса осуществляется по формуле:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\frac{(1 + P_{\text{пр}}) \cdot B_{\text{об}}}{G_{\text{пр}}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 16) \cdot 1,193}{12} + 1} = 0,37 \quad (11)$$

10. Определение расхода газа на входе насоса:

$$Q_{\text{г.пр}} = \frac{Q_{\text{пр}} \cdot \beta_{\text{вх}}}{1 - \beta_{\text{вх}}} = \frac{298,25 \cdot 0,37}{1 - 0,37} = 157,544 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (12)$$

11. Вычисляем приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

Для того чтобы рассчитать приведенную скорость газа, нужно определить площадь сечения кольца, образованная внешним диаметром корпусной трубы ($d_{\text{нас}}$) насоса и внутренним диаметром обсадной колонны ($D_{\text{вн}}$):

$$f_{\text{скв}} = \frac{\pi}{4} \cdot [(D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3})^2 - (d_{\text{нас}} \cdot 10^{-3})^2] = \frac{\pi}{4} \cdot [(144,3 \cdot 10^{-3})^2 - (114,3 \cdot 10^{-3})^2] = 6,144 \cdot 10^{-3} \text{м}^2 \quad (13)$$

$$C_{\text{г}} = \frac{Q_{\text{г.пр}}}{f_{\text{скв}}} = \frac{1,823 \cdot 10^{-3}}{6,144 \cdot 10^{-3}} = 0,296 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (14)$$

где $f_{\text{скв}}$ - площадь сечения скважины на приеме насоса, м^2 .

12. Определение истинного газосодержания на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{вх}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{г}}} \cdot \beta_{\text{вх}}} = \frac{0,37}{1 + \frac{0,02}{0,296} \cdot 0,37} = 0,361 \quad (15)$$

где C_{π} – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины, $\frac{м}{с}$

13. Определяем работу газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{Г1} = P_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot \varphi} - 1 \right) =$$

$$= 20 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot 0,361} - 1 \right) = 3,375 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (16)$$

14. Определяем работу газа на участке "нагнетание насоса - устье скважины":

А) Определение объемного количества газа на устье:

$$G_{пр} = G \cdot \left(1 - \frac{P_6}{P_{нас}} \right) = 60 \cdot \left(1 - \frac{0,8 \cdot 10^6}{20 \cdot 10^6} \right) = 57,6 \quad (17)$$

Б) Объемный коэффициент жидкости у устья:

$$B_{об.буф} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_6}{P_{нас}}} \right] =$$

$$= 0,4 + (1 - 0,4) \cdot \left[1 + (1,36 - 1) \cdot \sqrt{\frac{0,8 \cdot 10^6}{20 \cdot 10^6}} \right] = 1,043 \quad (18)$$

В) Газосодержание у устья скважины:

$$\beta_{буф} = \frac{1}{\frac{(1 + P_6) \cdot B_{об.буф}}{G_{буф}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 0,8) \cdot 1,043}{57,6} + 1} = 0,968 \quad (19)$$

Г) Истинное газосодержание у устья скважины:

$$\varphi = \frac{\beta_{буф}}{1 + \frac{C_{\pi}}{C_{Г}} \cdot \beta_{буф}} = \frac{0,968}{1 + \frac{0,02}{0,296} \cdot 0,968} = 0,91 \quad (20)$$

Д) Расчёт работы газа:

$$P_{Г2} = P_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot \varphi_{буф}} - 1 \right) =$$

$$= 20 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot 0,91} - 1 \right) = 11,446 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (21)$$

15. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{подв} + P_6 - P_{Г1} - P_{Г2} = 830 \cdot 9,81 \cdot 2417,808 +$$

$$+ 0,8 \cdot 10^6 - 3,375 \cdot 10^6 - 11,446 \cdot 10^6 = 5,665 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (22)$$

где $L_{\text{дин}}$ - глубина расположения динамического уровня, м;

$P_{\text{буф}}$ - буферное давление, Па;

$P_{\text{г1}}$ -давление работы газа на участке "забой-прием насоса", Па;

$P_{\text{г2}}$ -давление работы газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины", Па.

16. Определение требуемого напора насоса:

$$H_{\text{тр}} = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{5,665 \cdot 10^6}{830 \cdot 9,81} = 695,749 \text{ м} \quad (23)$$

17. Выбор насоса:

В соответствии с величинами требуемого напора и требуемой подачи, а также диаметра обсадной колонны произведем выбор погружного электроцентробежного насоса:

– $Q = 250 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$

– $H_{\text{тр}} = 695,749 \text{ м}$

– $D_{\text{вн}} = 144,3$

Выбираем насос ЭЦН6 – 250 – 800

Основные технические показатели выбранного насоса (для оптимального режима на воде):

– Подача $Q = 250 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$;

– Напор $H_{\text{хар}} = 785 \text{ м}$;

– КПД $\eta = 0,62$

– $Z_{\text{ст}} = 125$

18. Определяем коэффициент изменения подачи насоса

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 \cdot \frac{v^{0,85}}{Q_{\text{ов}}^{0,57}} = 1 - 4,95 \cdot \frac{0,02^{0,85}}{250^{0,57}} = 0,993 \quad (24)$$

где v - эффективная вязкость смеси, Па · с;

$Q_{\text{ов}}$ - оптимальная подача насоса на воде, м.

19. Вычисляем коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - 1,95 \cdot \frac{v^{0,4}}{Q_{OB}^{0,27}} = 1 - 1,95 \cdot \frac{0,02^{0,4}}{250^{0,27}} = 0,908 \quad (25)$$

20. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{Q_{пр}}{f_{СКВ}}} = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{298,25}{3600 \cdot 24 \cdot 6,144 \cdot 10^{-3}}} = 0,228 \quad (26)$$

где $f_{СКВ}$ - площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса, m^2 .

21. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{пр}}{Q_{OB}} = \frac{298,25}{250} = 1,193 \quad (27)$$

где Q_{OB} – подача в оптимальном режиме по –водяной|| характеристики насоса, м.

22. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = \frac{Q_{пр}}{Q_{OB} \cdot K_{QV}} = \frac{298,25}{250 \cdot 0,993} = 1,201 \quad (28)$$

23. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{пр} = \frac{\beta_{ВХ} \cdot (1 - K_c)}{\beta_{ВХ} \cdot (1 - K_c) + Q_{пр}} = \frac{0,37 \cdot (1 - 0,228)}{0,37 \cdot (1 - 0,228) + 298,25} = 1 \cdot 10^{-3} \quad (29)$$

24. Определяем коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{Hv} = 1 - 1,07 \cdot \frac{v^{0,6} \cdot q_{пр}}{Q_{OB}^{0,57}} = 1 - 1,07 \cdot \frac{0,02^{0,6} \cdot 1,201}{250^{0,57}} = 0,995 \quad (30)$$

25. Определяем коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta_{пр}}{(0,85 - 0,31 \cdot q_{пр})^A} = \frac{1 - 1 \cdot 10^{-3}}{(0,85 - 0,31 \cdot 1,201)^{0,013}} = 1,01 \quad (31)$$

где:

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot q_{пр} + (6,8 \cdot q_{пр})^2} = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot 1,201 + (6,8 \cdot 1,201)^2} = 0,013 \quad (32)$$

26. Определяем напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H_{\text{опт.реж}} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{Hv}} = \frac{5,665 \cdot 10^6}{830 \cdot 9,81 \cdot 1,01 \cdot 0,995} = 692,322 \text{ м} \quad (33)$$

27. Определение необходимого числа ступеней насоса:

А) Напор одной ступени выбранного насоса:

$$h_{\text{ст}} = \frac{H_{\text{хар}}}{Z_{\text{ст}}} = \frac{785}{125} = 6,28 \text{ м} \quad (34)$$

где, $Z_{\text{ст}}$ – количество ступеней выбранного насоса.

Б) Необходимое число ступеней:

$$Z = \frac{H_{\text{опт.реж}}}{h_{\text{ст}}} = \frac{692,322}{6,28} = 110,242 \quad (35)$$

следовательно принимаем $Z = 111$.

28. Определяем КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta_{\text{н}} = 0,8 \cdot K_{\eta v} \cdot K \cdot \eta = 0,8 \cdot 0,908 \cdot 1,01 \cdot 0,62 = 0,455 \quad (36)$$

29. Определяем мощность насоса:

$$N_{\text{нас}} = \frac{P \cdot Q}{\eta_{\text{н}} \cdot 24 \cdot 3600} = \frac{5,665 \cdot 10^6 \cdot 250}{0,455 \cdot 24 \cdot 3600} = 36025,895 \text{ Вт} \quad (37)$$

30. Определяем мощность погружного двигателя:

$$N_{\text{пэд}} = \frac{N_{\text{нас}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{36025,895}{0,85} = 42383,406 \text{ Вт} \quad (38)$$

где, $\eta_{\text{пэд}}$ – коэффициент полезного действия электродвигателя.

При возможном фонтанировании или выброса жидкости при замене насоса применяется тяжелая жидкость (вода, вода примесями-утяжелителями) для глушения скважины. При замене насоса на новый эта жидкость должна быть откачана устанавливаемым насосом, для вывода установки на нормальный режим работы. С этой целью осуществляется проверка мощности, необходимой для потребления насос при перекачке жидкостей глушения.

31. Проверка насоса и погружного двигателя на возможность откачки тяжелой жидкости (жидкости глушения) при освоении скважины:

$$P_{\text{гл}} = \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_{\text{заб}} + P_{\text{б}} - P_{\text{пл}} = 1100 \cdot 9,81 \cdot 2417,808 +$$

$$+ 19,565 \cdot 10^6 + 0,8 \cdot 10^6 - 25,4 \cdot 10^6 = 21,055 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (39)$$

где $\rho_{\text{гл}}$ - плотность жидкости глушения = $1100 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

32. Вычисляем напор насоса при освоении скважины:

$$H_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}} \cdot g} = \frac{21,055 \cdot 10^6}{1100 \cdot 9,81} = 1951,215 \text{ м} \quad (40)$$

33. Определяем мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}} \cdot Q_{\text{пр}}}{\eta_{\text{н}}} = \frac{21,055 \cdot 10^6 \cdot 1,823 \cdot 10^{-3}}{0,455} = 84358,824 \text{ Вт} \quad (41)$$

34. Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{\text{пэд,гл}} = \frac{N_{\text{гл}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{84358,824}{0,85} = 99245,675 \text{ Вт} \quad (42)$$

Делаем вывод, что данный насос подходит для работы с тяжелой жидкостью.

Выбор погружного электродвигателя

В соответствии с определенными величинами мощностей, потребляемых насосом в режиме добычи пластового флюида и при освоении, а так же диаметром обсадной колонны выбираем электродвигатель . ПЭДУС90-103ДВ

Технические показатели выбранного электродвигателя:

- $N_{\text{пэд,х}} = 90 \text{ кВт}$
- $U_{\text{раб}} = 2100 \text{ В}$
- $I_{\text{раб}} = 37 \text{ А}$
- $\eta_{\text{пэд,х}} = 80,5 \%$
- $D_{\text{корп}} = 103 \text{ мм}$

Проверяем установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного

агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot F} = \frac{250}{24 \cdot 3600 \cdot 0,008} = 0,362 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (43)$$

$$F = 0,785 \cdot (D_{\text{вн}}^2 - D_{\text{корп}}^2) = 0,785 \cdot (0,1443^2 - 0,103^2) = 0,008 \text{ м}^2 \quad (44)$$

$W \geq W_{\text{МИН}}$ ($0,362 \geq 0,23$) – следовательно условие выполняется.

Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН

Выбор кабеля осуществляется:

1. Определяем сечение жилы кабеля:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{i} = \frac{37}{5} = 7,4 \text{ мм}^2 \quad (45)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный ток выбранного электродвигателя = 38,7А;

i – плотность рабочего тока в кабеле = $5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

2. Определяем потери мощности в кабеле:

$$\begin{aligned} R &= \rho_{\text{мат}} \cdot (1 + \alpha T \cdot (T - T_{20})) \cdot \frac{1}{S} = \\ &= 0,0175 \cdot (1 + 0,004 \cdot (76,356 - 20)) \cdot \frac{1}{S} = 0,003 \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \end{aligned} \quad (46)$$

где αT – температурный коэффициент для меди = 0,004

$\rho_{\text{меди}}$ – удельное сопротивление меди = $0,0175 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$

T – температура на заборе у приема насоса = $69,085^\circ \text{С}$

$T_{20} = 20^\circ \text{С}$;

3. Общая длина кабеля определяется как:

$$L_{\text{к}} = L_{\text{подв}} + 100 = 2417,808 + 100 = 2517,808 \text{ м} \quad (47)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{к}} &= 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot R \cdot L_{\text{к}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot 37^2 \cdot 0,003 \cdot 2517,808 \cdot 10^{-3} = 31,022 \text{ Вт} \end{aligned} \quad (48)$$

Возьмем кабель КПБК 3×10:

- Максимальные наружные размеры, мм – 29
- Номинальная строительная длина, м – 1200-1700
- Расчетная масса, кг – 898
- Рабочее напряжение, В – 2500

Выбор трансформатора:

4. Мощность трансформатора:

$$P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{к}} + \frac{N_{\text{пэд,х}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{пэд,х}}} = 1,118 \cdot 10^5 \text{ Вт} \quad (49)$$

Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле:

Активное удельное сопротивление на 1 км кабеля:

$$R_{\text{к}} = R \cdot 10^3 = 2,705 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

5. Определяем ΔU :

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi) \cdot I_{\text{раб}} \cdot L_{\text{к}} = \\ &= \sqrt{3} \cdot (0,003 \cdot 0,75 + 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,661) \cdot 37 \cdot 2517,808 = 373,716 \text{ В} \quad (50) \end{aligned}$$

где X_0 – индуктивное удельное сопротивление кабеля = $0,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности электродвигателя = 0,75,

$\sin\varphi$ – коэффициент реактивной мощности = $\sqrt{(1 - \cos\varphi)^2} = 0,661$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора должно быть равно сумме напряжения электродвигателя и величины потерь напряжения в кабеле.

6. Определяем напряжение трансформатора на вторичной обмотке:

$$U_{\text{тр}} = U_{\text{раб}} + \Delta U = 2100 + 373,716 = 2473,716 \text{ В} \quad (51)$$

Выбор насосно-компрессорных труб:

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в

трубах должна быть в пределах $1,2 - 1,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, причем меньшее значение берется для малых дебитов.

7. Площадь внутреннего канала НКТ:

$$F_{\text{вк}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot V_{\text{ср}}} = \frac{250}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot 1} = 3,349 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2 \quad (52)$$

где $V_{\text{ср}}$ - средняя скорость потока в трубах = $1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

8. Находим внутренний диаметр НКТ:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вк}} \cdot 10^4}{0,785}} = \sqrt{\frac{3,349 \cdot 10^{-8} \cdot 10^4}{0,785}} = 0,0206 \text{ м} \quad (53)$$

Примем ближайшее значение $D_{\text{нкт}} = 26,7 \text{ мм}$

9. Корректируем среднюю скорость потока в трубах:

$$F_{\text{вк1}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нкт}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,02^2}{4} = 3,331 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \quad (54)$$

где $D_{\text{нкт}}$ - внутренний диаметр выбранной НКТ = 0,02 м;

$$V_{\text{ср1}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot F_{\text{вк1}}} = \frac{250}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot 3,331 \cdot 10^{-4}} = 1 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (55)$$

10. По полученным данным выбираем трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой:

- Условный диаметр, мм – 27
- Внутренний диаметр D , мм – 26,7
- Толщина стенки S , мм – 3
- Наружный диаметр муфты $D_{\text{м}}$, мм – 42,2
- Масса, кг/м – 1,8
- Высота резьбы h , мм – 1,412
- Длина резьбы с полным профилем L , мм – 16,3
- Наружный диаметр высаженной части $D_{\text{в}}$, мм – 33,4

Анализ эффективности проведения мероприятия по подбору и оптимизации режимов работы УЭЦН

Условия, в которых приходится эксплуатировать установки погружных электронасосов на месторождении, своеобразны и сложны, как в геологическом, так и технологическом плане. Поэтому оборудованию, находящемуся в работе, приходится испытывать колоссальные нагрузки различных факторов, которые являются причиной многих отказов.

Большая часть установок электроцентробежного насоса на месторождениях работают не на оптимальных режимах, в следствие чего наблюдается большое количество преждевременных отказов и малая эффективность использования насосов.

В расчетной части работы проведен подбор УЭЦН к скважине №43 Ярактинского месторождения посредством расчетов оптимизации и интенсификации по принятой в нефтегазодобывающем управлении (НГДУ) методике, не противоречащей ТУ по эксплуатации УЭЦН.

В результате расчетов было выявлено что наиболее подходящей к данным условиям эксплуатации является установка ЭЦН6-250-800 с погружным электродвигателем типа – ПЭДУС90-103ДВ, кабелем – КПБК 3×10, трансформатором мощностью $1,118 \cdot 10^5$ Вт и НКТ с условным диаметром 27 мм.

Подбор и замена установок на наиболее подходящие к данным условиям работы, является экономически и ресурсно-эффективным мероприятием. Отмечается не только увеличение дебитов жидкости и газа, но и происходит уменьшение износа оборудования, а также продление межремонтного периода работы самих насосов.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Лефтер Антон Павлович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и энергетических определены в соответствии с рыночными ценами по Иркутской области.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Структура и порядок проведения работ по подбору, смене и установке нового оборудования
2. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Расчет затрат на проведения мероприятия по замене оборудования;
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет годового экономического эффекта; Расчет прироста дебита;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Лефтер Антон Павлович		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Организация проведения работ по спуску УЭЦН.

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника АПРС-40.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

- Подготовительные работы 10ч
- Подъем оборудования из скважины 30ч
- Монтаж нового оборудования от 5ч
- Спуск смонтированного оборудования-36ч

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03$ г/см³. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30тн раствора, для доставки которого используется цистерна ЦР-10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж АПРС-4
2. Демонтаж СУСГ
3. Демонтаж фонтанной арматуры
4. Подъем НКТ с помощью подъемника АПРС-40, замер длины НКТ, укладка на мостки.

Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника АПРС-40. Продолжительность работ 30ч. Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж нового оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады.

Продолжительность работ 5 часов. Спуск нового оборудования. Бригада ПРС производит спуск установки. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана, производится пропарка устьевой арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кг*с/см³. После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа. Общее время перевода 81 час.

Среднесуточный дебит скважин до и после проведения мероприятия по оптимизации ЭЦН6-160-850 на ЭЦН6-250-800: $q_1=50,1$ т/сут. и после проведения $q_2=69,4$ т/сут.

Расчёт прироста добычи нефти.

Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_{\text{Э}} * K_U, \quad (1)$$

где T_k – календарный фонд времени соответственного месяца, суток q – среднесуточный дебит скважины, т/сут.

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин

K_U – коэффициент изменения дебита скважин

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q_1 * T_k * K_{\text{Э}} * K_U = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1313,5 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 50,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1180,5 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1300,3 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 50,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1252 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1287,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 50,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1239,2 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1273,9 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1267,3 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 50,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1220,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1254,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 50,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1207,3 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 50,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1240,9 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N, \quad (2)$$

где N – число скважин $Q_1 = 15036,2 \text{ тн.}$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_1 = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1926,6 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 69,4 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1740,1 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1926,6 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 69,4 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1855,1 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1907,2 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 69,4 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1836,3 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1887,8 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1878,2 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 69,4 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1808,2 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1858,8 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 69,4 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1789,5 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 69,4 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1839,5 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_{11} = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N \quad (3)$$

$$Q_{11} = 22250,9 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{11} - Q_1 \quad (4)$$

$$\Delta Q = 7214,7 \text{ тн.}$$

Далее для расчета параметров экономической эффективности мероприятия необходимо рассмотреть следующие категории затрат:

- материальные затраты;
- расходы на амортизацию;
- основная заработная плата исполнителей работ;
- дополнительная заработная плата исполнителей работ;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Материальные затраты

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_1^1 * Q_1 = 4,83 * 15036,2 = 72624,8 \text{ руб.} \quad (6)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_1^1 * Q_{11} = 4,83 * 22250,9 = 107471,8 \text{ руб.}, \quad (7)$$

где C_1^1 - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы на реагенты по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_2^1 * Q_1 = 49,2 * 15036,2 = 739781 \text{ руб.} \quad (8)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_2^1 * Q_{11} = 49,2 * 22250,9 = 1094744,3 \text{ руб.}, \quad (9)$$

где C_2^1 – сумма затрат на подготовку реагентов по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти

3. Расходы на буровой раствор и жидкости глушения:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_7^1 * Q_1 = 2,4 * 15036,2 = 36086,9 \text{ руб.} \quad (10)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_7^1 * Q_{11} = 2,4 * 22250,9 = 53402,2 \text{ руб.}, \quad (11)$$

где C_7^1 – расходы на подготовку бурового раствора, приходящиеся на 1 тонну нефти

4. Расходы на дополнительное скважинное и насосное оборудование:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{11}^1 * Q = 89,1 * 13235,4 = 1179274,2 \text{ руб.} \quad (12)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{11}^1 * Q = 89,1 * 19335,6 = 1722801,9 \text{ руб.}, \quad (13)$$

где C_{11}^1 – сумма расходов на дополнительное оборудование, приходящихся на 1 тонну нефти

Определяем сумму материальных:

– до проведения мероприятия: 2027766,9 руб.

– после проведения мероприятия: 2978420,2 руб.

Расчёт амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_{\Gamma} = \frac{C_{\Pi} \cdot n \cdot H_a}{100} \quad (15)$$

где C_{Π} – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

H_a – годовая норма амортизации оборудования, %;

N – число единиц оборудования данного вида, шт.

Амортизация основных производственных фондов представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Амортизация основных производственных фондов

Наименование	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.	Норма	Сумма
--------------	-------------	----------------------------	-------	-------

оборудования		Ед.оборуд.	Всего	амортизации, %	амортизации, руб.
1.УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость 25 м ³	1	10200	10200	11,2	1142,4
3. Вагон-«Кедр 4Ю»	1	110000	110000	14,3	15730
4. Эл.плита	1	4500	4500	11	495
5.Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
6. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_M = \sum A_T * T_{\Pi} / T_K \quad (16)$$

где T_K – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.

$$T_K = 365 * 24 = 8760 \text{ час.} \quad (17)$$

T_{Π} – время проведения мероприятия

$$A_M = \frac{60749,83 * 81}{8760} = 561,72 \text{ руб.} \quad (18)$$

Основная заработная плата исполнителей

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.3} = C_{13} * Q_1 = 9 * 15036,2 = 135325,8 \text{ руб.}, \quad (19)$$

где C_{13} – сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме в таблице 6:

Таблица 6 – Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабо чих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
-----------	--------------------------------	--------	--	--------------------------	----------------

Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
Оператор глушения	1	6	8	84,56	676,48
Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
Стропальщик	1	6	8	84,56	388,48
Электромонтажник	1	5	8	68,6	548,8
Слесарь КИПиА	1	7	6	94,92	569,52
Стропальщик	1	7	4	94,92	379,68
ИТОГО:	10				20769,82

Заработную плату определяем по формуле:

$$З_p = Ч * Т * С_2$$

где Ч – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

Т – затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.

С₂ – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$Д_p = \frac{З_p * Н_{пр}}{100} \quad (20)$$

где Н_{пр} – размер премии в % от прямой заработной платы

$$Д_p \text{ мастер ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

$$Д_p \text{ мастер ЦДНГ} = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$$

$$Д_p \text{ оператор ПРС (8 раз)} = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб.}$$

$$Д_p \text{ оператор ПРС (6 раз)} = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$$

$$Д_p \text{ оператор глуш.скв.} = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$$

$$\text{Др оператор доб.нефти} = \frac{169,12*30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$$

$$\text{Др стропал.(6 раз)} = \frac{388,48*30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$$

$$\text{Др стропал.(5 раз)} = \frac{548,8*30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$$

$$\text{Др электромонтаж} = \frac{569,52*30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$$

$$\text{Др слесарь КИПиА} = \frac{379,68*30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$$

$$\sum \text{Др} = 9838,47 \text{ руб.} \quad (21)$$

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$Z_{\text{рас.}} = \sum Z_p + \sum \text{Др} \quad (22)$$

$$Z_{\text{рас.}} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{рас.}} * K_p = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.}, \quad (23)$$

где K_p – районный коэффициент к зарплате

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$D_{\text{сев.}} = \frac{Z_{\text{рас.}} * q}{100} = \frac{30608,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.} \quad (24)$$

где q – размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (Z_{\text{р.к.}} + D_{\text{сев.}}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.} \quad (25)$$

Дополнительная заработная плата исполнителей.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп.}} = \frac{Z_{\text{общ.осн.}} * D}{100} = \frac{61216,8 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.} \quad (26)$$

где $Z_{\text{общ.осн.}}$ – основная заработная плата, руб.

D – размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона), отпускные.

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_{14} * Q_1 = 3,48 * 15036,2 = 52326 \text{ руб.}, \quad (27)$$

где C_{14} – сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$O_{\text{с.н.}} = \frac{(Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} = 20385,12 \text{ руб.} \quad (28)$$

где O – размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработных плат, % ($O = 30\%$).

Накладные расходы

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C_{19}^1 * Q_1 = 6,9 * 15036,2 = 103749,8 \text{ руб.}, \quad (29)$$

где C_{19}^1 – цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C_{10}^1 * Q_1 = 118,5 * 15036,2 = 1781789,7 \text{ руб.}, \quad (30)$$

где C_{10}^1 – общепроизводственные расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Сумма расходов на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = Z_{\text{пр.}} * C_{\text{р.}} / 100 \quad (31)$$

где $C_{\text{р.}}$ – размер цеховых расходов в % от прямых затрат $C_{\text{р.}} = 14\%$

$$C_{\text{цех.}} = \frac{102716,68 \cdot 14}{100} = 14380,34 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия, затраты на проведение мероприятия представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
Материальные затраты	950653,3
Расходы на амортизацию	561,72
Основная заработная плата	61216,59
Дополнительная заработная плата	6733,82
Отчисления на соц. нужды	20385,12
Накладные расходы	14380,34
ИТОГО затрат	1053830,77

Далее составляется смета затрат, представленная в таблице 8.

Таблица 8 – Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.	
	До мероприятия	После мероприятия
	Всего, руб.	Всего, руб.
Материальные затраты	2027766,9	2978420,2
Расходы на амортизацию	60749,83	61311,55
Основная зарплата производственных рабочих	61216,59	61216,59
Дополнительная заработная плата	6733,82	6733,82
На социальные нужды	46059,3	66444,42
Накладные расходы	1659719,1	1674099,44

ИТОГО:	3862245,53	4848225,71
--------	------------	------------

Расчёт годового экономического эффекта

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_r = (C_1 - C_2^1) * Q_{11} \quad (32)$$

где C_1 – себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.

C_2^1 – себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2^1 = \frac{C_2^r + Z_{см}}{Q_{11}} \quad (33)$$

где C_2^r – сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб. $Z_{см}$ – сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2^1 = \frac{4848225,71 + 1053830,77}{22250,9} = 265,25 \text{ руб./т}$$

$$\mathcal{E}_r = (470,91 - 265,25) * 22250,9 = 4576120,1 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономии, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\mathcal{E}_r^{уд} = \mathcal{E}_r / Q_{11} = (C_1 - C_2^1) = (470,91 - 265,25) = 205,66 \text{ руб./т.} \quad (34)$$

Технико-экономические показатели

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 9.

Таблица 9 – Изменения технико-экономических показателей

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения	Отклонения
--------------	--------	---------------------------	------------------	------------

			мероприятия	
Дебит скважины	тн/сут	50,1	69,4	+19,3
Годовой объём добычи нефти	тн	15036,2	22250,9	+7214,7
Себестоимость нефти без единовременных затрат	руб.	3862245,53	4848225,71	+891422,2
Себестоимость 1 тн нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	265,25	-205,66
Условно годовая экономия	руб.		4576120,1	

Вывод: в результате перевода скважины с ЭЦН6-160-850 на ЭЦН6-250-800 дебит нефти увеличился на 19,3 т. в сутки, что составляет 7214,7 т. годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизилась на 205,66 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 4576120,1 руб. Следовательно, перевод скважины с ЭЦН6-160-850 на ЭЦН6-250-800 является экономически эффективным мероприятием.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Лефтер Антон Павлович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 “Нефтегазовое дело”

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объектом исследования является кустовая площадка на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.</p> <p>Согласно должностным обязанностям выполнение оператором ДНГ работ производится на специально подготовленных кустовых площадках с предварительно установленным, необходимым для осуществления работ, оборудованием.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Изучить законодательные и нормативные документы:</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83. ГОСТ 12.1.018-9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. ГОСТ 12.0.003-2015. ГОСТ 12.1.012-2004. ГОСТ Р 22.3.03-94. ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ. ГН 2.2.5.2308-07 ПБ 12-368-00. СанПиН 2.1.7.722-98.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Произвести анализ выявленных вредных факторов производственной среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> -действие фактора на организм человека; -предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); 	<p>Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -электробезопасность (в т.ч. статическое электричество,

<ul style="list-style-type: none"> - <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> - <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p><i>молниезащита – источники, средства защиты);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -<i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> -<i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i>
<p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>защита селитебной зоны</i> - <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> - <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> - <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> - <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i> 	<p><i>Оценить степень влияния на окружающую среду и проанализировать методы снижения эффекта загрязнения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -<i>контроль состава воды</i> -<i>контроль и предотвращение утечек</i> -<i>контроль и анализ технического состояния скважин</i>
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> - <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> - <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> - <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> - <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i> 	<p><i>Рассмотреть возможность появления чрезвычайных ситуаций, исследовать меры и порядок действий по их предотвращению:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>анализ возможных ЧС;</i> - <i>перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера;</i> - <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> - <i>разработка мер по предупреждению ЧС;</i> - <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i> - <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i> 	<p><i>Изучить и проанализировать правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, рассмотреть методы подготовки и организации зоны проведения работ.</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Лефтер Антон Павлович		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В социальной ответственности рассмотрены рабочие места персонала кустовой площадки, по месту эксплуатации скважин электроцентробежным насосом.

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является одной из наиболее важных составляющих комплексной системы управления производством в ООО «Иркутская нефтяная компания» и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Производственная безопасность

В данном разделе производится анализ основных вредных и опасных факторов при выполнении работ по обслуживанию нефтегазового оборудования. Классификация опасных и вредных факторов представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование работ	Факторы (по ГОСТ 21.01.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ по контролю УЭЦН на кустовых площадках	<ol style="list-style-type: none">1. Повышенный уровень шума и вибрации;2. Загазованность и запыленность;3. Утечка токсичных и вредных веществ;4. Отклонение показателей микроклимата.	<ol style="list-style-type: none">1. Движущиеся машины и механизмы;2. Электробезопасность	<ol style="list-style-type: none">1. ГОСТ 12.01.003-20152. ГН 2.2.5.2308-073. ГОСТ 12.1.038-20154. ГОСТ 12.2.003-2015

Анализ вредных факторов производственной среды

1) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям, расположенным в Иркутской области, являются сложные климатические условия (низкая температура, большая скорость ветра, повышенная влажность). [7]

Так как работы по контролю скважин УЭЦН производятся на кустовых площадках на открытом воздухе, то данные показатели при достижении критических значений могут привести к нанесению вреда на организм работника.

Климат района проведения работ резко-континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Средние температуры холодного периода года варьируют от $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, а теплого от $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднее выпадение осадков около 450 мм в год. Среднегодовая температура воздуха почти на всей территории Иркутской области отрицательная.

При воздействии низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно возрастают потери тепла конвекцией и испарением.

Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже и скорости ветра 6 м/с и более. На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождение в помещении оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне $23\text{ }^{\circ}\text{C}$. [7]

2) Токсичность нефти и нефтепродуктов.

Нефть и нефтепродукты являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре. При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания. При содержании паров углеводородов свыше 40 000 мг/м³ может наступить летальный исход. При попадании на кожу нефтепродуктов могут развиваться кожные заболевания - экземы, дерматиты и т.п.

Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем. Главной характеристикой для экологического нормирования является предельно допустимая концентрация (ПДК). Согласно ГН 2.2.5.2308-07 пары нефти и газа по концентрации не должны превышать предельно-допустимые согласно санитарным нормам (таблица 11).

Таблица 11 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³
Углеводороды C ₁ -C ₁₀	300
Сероводород в смеси с УВ C ₁ -C ₅	3
Сероводород	10
Двуокись углерода	20
Хлористый бензол	0,005
Сажа	4

При осуществлении работ по обслуживанию скважин оборудованных УЭЦН на кустовых площадках каждый оператор проходит предварительный инструктаж по использованию средств коллективной и индивидуальной защиты. Все работники в обязательном порядке снабжаются СИЗ (очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы).

3) Повышенные уровни шума

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-15 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. В производственных условиях источниками шума являются работающие станции управления, трансформаторы и электрооборудование, блоки гребенок (нагнетание жидкости для закачки в пласт), компрессоры, подъемнотранспортное оборудование для проведения СПО, специальная техника для промывки скважины т.д.

Основные мероприятия по борьбе с шумом - это технические мероприятия, предусматривающие:

- устранение причин возникновения шума или снижение его;
- использование СИЗ (беруши, наушники, ватные тампоны);
- проведение периодических медицинских осмотров;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- проведение профилактических мероприятий;
- непосредственная защита работающих.

Анализ опасных факторов производственной среды

На кустовых площадках к опасным физическим факторам относятся: движущиеся машины и механизмы; различные подъемно - транспортные устройства и перемещение грузов; незащищенные подвижные элементы производственного оборудования (приводные и передаточные механизмы, режущие инструменты, вращающиеся детали и др.); отлетающие частицы обрабатываемого материала и инструмента; электрический ток; повышенная температура поверхностей оборудования, продукта и материалов.

1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Подвижными частями оборудования являются: подвижные столы и стойки станков; вращающиеся шпиндели с закрепленными в них заготовкой

или инструментом; ходовые винты; передачи (ременные, цепные и др.) расположенные вне корпусов станков.

Источниками движущихся частей также являются транспортные устройства. Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 «Система стандартов безопасности труда», опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с. Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены: на наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по [ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний »]., за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

2) Опасность поражения током.

Источником электроопасности могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве.

Средства защиты от поражения электротоком:

- исправная и надежная изоляция токоведущих частей;
- ограждение токоведущих частей;

- блокировка при приближении к токоведущим частям;
- предупредительная сигнализация;
- электрозащитные (диэлектрические) средства;
- предупреждающие и запрещающие плакаты.

Воздействие на организм человека тока различной силы представлено в таблице 12.

Таблица 12 Воздействие на организм различных значений силы тока

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

3) Пожаровзрывоопасность

Пожаровзрывоопасность на объектах добычи нефти обусловлена наличием горючих легковоспламеняющихся жидкостей и газов, участвующих в этих процессах.

Повышенная пожарная опасность объектов нефтяной отрасли определена и такими факторами, как:

- высокое давление нефти, нефтепродуктов и газа в трубопроводах и аппаратах;
- наличие нефтяных паров и газов в воздушной среде производственных помещений и технологических площадок;
- наличие электроэнергии в электрооборудовании и электроприборах;
- проведение сварочных и других огневых работ на производственных объектах.

Ответственность за состояние пожарной безопасности на объекте, за обеспеченность первичными средствами пожаротушения, за соблюдение действующих противопожарных норм и правил, а также устранение замечаний и предписаний Госпожнадзора, несут руководители объектов, на которых данная обязанность возлагается приказом по предприятию.

Все лица, поступающие на работу, а также работники сервисных предприятий, выполняющие работы на пожароопасном объекте, должны пройти инструктаж по пожарной безопасности. Без прохождения указанного инструктажа, эти лица до работы не допускаются.

Экологическая безопасность

Нефтяная и газовая промышленность остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных участков. Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также все возрастающим объемом добычи нефти и газа.

Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы и атмосферы.

При добыче нефти с помощью УЭЦН на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой, высоко минерализованной воды, сброс которых без тщательной предварительной очистки в открытые водоемы приводит к полному уничтожению в них флоры и фауны.

На скважинах оборудованных погружными центробежными электронасосами охрана окружающей среды производится следующим образом:

1. не допускается утечки добываемой жидкости через фланцевые соединения устьевого арматуры;
2. не допускается утечки жидкости в системе трубопроводных линий;
3. не допускается утечки попутного газа из затрубного пространства;

4. во избежании аварийных остановок установки не допускается использование в работе физически устаревшее оборудование без замены по износившимся узлам и деталям.

Экологические проблемы при добычи нефти установками погружных центробежных электронасосов решаются или намечаются к решению по возможности комплексно, по различным направлениям с охватом разных этапов и видов основной деятельности. [8]

Организационные мероприятия обеспечения безопасности.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия.

В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения.

Чрезвычайные ситуация подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные.

Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов [16].

При эксплуатации скважин УЭЦН могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

- а) Природного характера:
 - лесные и торфяные пожары;
 - различные экстремальные погодные явления.
- б) Техногенного характера:
 - взрывы;
 - пожары;
 - отказы и разрушение оборудования, порывы трубопроводов;

- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- отключение электроэнергии.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокомпрессорной станции - 60 м, до общественных зданий - 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, незанятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под

руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно -спасательных работ в зонах ЧС.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия, каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромислах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [9], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [17]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Вывод

ООО «Иркутская нефтяная компания» уделяет огромное внимание промышленной безопасности с целью осуществления производственных работ без причинения вреда жизни и здоровью персонала.

ООО «Иркутская нефтяная компания» постоянно разрабатывает, совершенствует и внедряет методы снижения воздействия на окружающую среду, проводит постоянный анализ состояния и улучшает систему экологического управления.

ООО «Иркутская нефтяная компания» контролирует и улучшает

систему управления промышленной безопасностью, с целью минимизации рисков нанесения вреда жизни и здоровью работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены поставленные задачи.

Проанализирован фонд добывающих скважин на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении, в результате чего было выявлено, что в нефтяном фонде числятся 127 скважины, из которых 95 скважин действующие, добыча нефти осуществляется фонтанным способом (8 скважин), а на долю УЭЦН приходится 87 скважин;

Исследованы геолого-физические характеристики пластов-коллекторов, в ходе чего выяснилось что главным продуктивным горизонтом является Ярактинский (содержащий пласты I и II). Также было выявлено, что нефть – малосернистая – содержание серы 0,115 %; парафинистая – содержание твердых парафинов 1,95 %; маловязкая – кинематическая вязкость при 20 °С 11,67 мм²/с; малосмолистая – содержание смол силикагелиевых 1,78 %; легкая – плотность при 20 °С 0,833 г/см³. Молекулярная масса разгазированной нефти составляет 190, температура застывания-29 °С, содержание асфальтенов 0,12 %. Газовый фактор весьма высокий и колеблется в пределах 83-332 м³/т.

Проведен анализ эффективности применения установок электроцентробежного насоса на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении в целом, который показал что при правильном подборе насоса и его комплектующих, обеспечивается максимально эффективное извлечение полезных ископаемых, высокая финансовая и ресурсная эффективность. Было выявлено, что для эксплуатации фонда скважин Ярактинского месторождения, рекомендуется применять высоконапорные насосные установки, производительностью от 50 до 600 м³/сут в обязательной комплектации с газосепаратором компаний «Новомет», «Борец» и др. с применением конусных установок или насосно-эжекторных систем.

Был проведен расчет подбора УЭЦН на примере скважины № 43 Ярактинского НГК месторождения, в ходе которого выявилось, что оснащение скважины более подходящей по условиям эксплуатации установкой ЭЦН6-250-800 способствует не только увеличению показателей извлечения нефти, но и продлению межремонтного периода работы самого ЭЦН, снижению износа комплектующего оборудования и уменьшению энергопотребления, что также положительно сказывается на экономической составляющей эффективности применения установок электроцентробежного насоса. При переводе скважины №43 на УЭЦН6-250-800 за счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 4576120,1 рублей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабирова А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Ступени центробежных насосов для добычи нефти с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным керамико-полимерным покрытием // Территория Нефтегаз. - 2008. - №12.
2. Ласуков. Р.Я. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации уэцн в пластах группы юс восточно-сургутского месторождения и методы борьбы с ними // Науки о земле. - 2015. - №11
3. Пономарев Р.Н. Аварийные отказы оборудования УЭЦН и разработка мероприятий по их устранению: дис. ... Канд. технических наук: 61:07-5/852. - Уфа, 2006.
4. Ухалов К.А., Кучумов Р.Я. Методология оценки эксплуатации надежности работы УЭЦН // Науки о земле. - 2009. - №4.
5. Никищенко С.Л. Нефтепромысловые машины и механизмы – М: УМК, 2005 г., 342 с.
6. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. Москва, 2010 г., 224 с.
7. Управление качеством: учебное пособие для бакалавров / С. Ю. Беляев, Ю. Н. Забродин, В. Д. Шапиро. — Москва: Омега-Л, 2013. — 381 с.
8. Сулейманов М.М. и др. Охрана труда в нефтяной промышленности. М., Недра, 1980 г., 392 с.
9. ГОСТ 12.2.049-80. ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
10. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.018-9. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
12. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

13. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

14. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

15. ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

16. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

17. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

18. Криницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

19. Ляпков П. Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Учебное пособие. — М.: МИН Г, 1987, 71 с