

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА В****НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (Н***** область)	

УДК 622.276.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Селиванов Антон Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г-м.н		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

О.С. Чернова
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Селиванов Антон Николаевич

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА В*****НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (Н***** область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема разработки В*****месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки и другие фондовые материалы ОАО «Н*****».
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Введение; общие сведения о месторождении; геолого-физическая характеристика месторождения; анализ разработки В****месторождения; анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов; мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	• Обзорная схема района работ В*** нефтяного месторождения • Характеристика залежей • Свойства пластовой нефти пласта Ю¹¹ • Динамика основных технологических показателей разработки В*** месторождения • Структура добывающего фонда В*****месторождения • Добыча пластовой жидкости при помощи УЭЦН • Структура фонда подземного оборудования • Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЦН • Применение устройств защиты погружной насосной установки от коррозии
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2017
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Селиванов Антон Николаевич		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б33Т	Селиванову Антону Николаевичу

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Производительность скважины, коэффициент изменения дебита скважины, коэффициент эксплуатации скважины до и после проведения мероприятия по смене УЭЦН и режима его эксплуатации.	Расчет прироста добычи нефти после смены УЭЦН и режима его эксплуатации.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе смены УЭЦН и эксплуатации скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти; калькуляция себестоимости нефти.	1. Расходы на эл. Энергию по извлечению нефти; 2. Расходы по искусственному воздействию на пласт; 3. Основная зарплата производственных рабочих; 4. Отчисления на специальные нужды; 5. Амортизация скважин; 6. Расходы по сбору и транспортировке нефти; 7. Расходы на технологическую подготовку нефти; 8. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования; 9. Цеховые расходы; 10. Общепроизводственные расходы; 11. Прочие производственные расходы.
2. Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия по смене УЭЦН.	1. Расчет основной заработной платы; 2. Расчет размера доплат, учитывающих размер премии; 3. Расчет повременного премиального заработка; 4. Расчет заработной платы с учетом

	районного коэффициента; 5. Расчет северных доплат; 6. Расчет общей заработной платы; 7. Расчет дополнительной заработной платы; 8. Расчет отчислений на социальные нужды; 9. Расчет расхода материалов; 10. Расчет расхода электроэнергии; 11. Расчет износа МБП; 12. Расчет амортизации основных фондов; 13. Расчет услуг собственных, вспомогательных услуг и со стороны; 14. Расчет прочих расходов; 15. Расчет цеховых расходов.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности мероприятия.	1. Расчет годового экономического эффекта; 2. Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.
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	Вазим Андрей Александрович	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б33Т	Селиванов Антон Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Селиванову Антону Николаевичу

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
1. Характеристика объекта исследования (УЭЦН)	Установки погружных центробежных насосов предназначенных для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и газ, и механические примеси.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации скважин с УЭЦН В****месторождения (ОАО«Н****») 1.2. Анализ выявленных опасных факторов факторов при эксплуатации скважин с УЭЦН В****месторождения (ОАО«Н****»)	Вредные факторы на В****месторождении: 1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3.Повышение уровней шума и вибрации; 4.Отсутствие или недостаток освещенности 5.Повышенная напряженность; Опасные факторы на В****месторождения: 1.Пожаробезопасность; 2.Взрывобезопасность; 3.Поражение электрическим током.
2. Экологическая безопасность В****месторождения ОАО «Н****»	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации УЭЦН; 2. разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» 2. ВППБ 01-03-96. Правила пожарной

	безопасности для предприятий 3. № Э-001 СГТ – 002 Технологический регламент по подготовке, запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Селиванову Антону Николаевичу		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	15
2.1. Геологическое строение месторождения и залежей.....	15
2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	15
2.3 Физико-литологическая характеристика коллекторов и залежей.....	15
2.4 Характеристика пластовых флюидов.....	15
2.5 Состояние запасов нефти	15
3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ В*** МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
3.1 Утвержденные технологические решения и показатели разработки.....	16
3.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	16
3.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	16
4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УЭЦН	17
4.1 Конструкция скважин, используемая на месторождении	17
4.2 Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса	17
4.2.1 Насос погружной.....	17
4.2.2 Техническая характеристика ПЭД	19
4.2.3 Гидрозащита электродвигателя	21
4.2.4. Основные технические данные кабеля	21
4.3 Анализ применяемого погружного оборудования.....	23
4.4. Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины	25
4.5 Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на В*** месторождении	27
4.6 Проблема солеотложения	28
4.7 Проблема избыточного накопления газа в затрубном пространстве скважин оборудованных УЭЦН.....	37
4.8 Исследование влияния обводненности продукции скважин на отказы УЭЦН	42

4.9 Расчет минимального дебита скважины, оборудованной УЭЦН, необходимого для безотказной работы ПЭД.....	42
4.10 Способ регулирования подачи электроцентробежных скважинных насосов	43
4.11 Термоманометрическая система контроля вывода на режим и эксплуатации УЭЦН.....	48
4.12 Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины).....	49
4.13 Причины отказов УЭЦН на В*** месторождении.....	51
4.14 Спуск УЭЦН в скважину, герметизация, пробный запуск	52
4.15 Вывод на режим УЭЦН.....	55
Проблема избыточного накопления газа в затрубном пространстве скважин оборудованных УЭЦН	60
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
5.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН.....	61
5.2 Расчет параметров экономической эффективности	62
5.3 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти	64
5.4 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия.....	68
5.5 Расчёт годового экономического эффекта.	73
5.6 Расчёт прироста прибыли.....	73
5.7 Техничко-экономические показатели	74
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
6.1 Производственная безопасность при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН	76
6.2 Экологическая безопасность при обслуживании скважин с УЭЦН	82
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время можно сказать, что любое нефтедобывающее предприятие ставит перед собой цели и задачи для правильного подбора глубинно-насосного оборудования, необходимые для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, которые в свою очередь продлевают межремонтные периоды работы установок. В особенности больше всего необходимо уделять внимание установкам электроцентробежных насосов, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

По России в целом из общего фонда скважин, по которым ведется добыча нефти механизированным методом, около 55% используются станки-качалки и 45% - идет на применение иных технологий. Тем самым добыча нефти от общего объема, добыча которой ведется при помощи использования УЭЦН, составляет около 75% и только 25% при применении оставшихся технологий. Кроме непосредственной добычи нефти, использование электроцентробежных насосов также применяется в системах поддержания пластового давления (ППД) и на нагнетательных скважинах.

В данной выпускной квалификационной работе была поставлена задача, на примере В*** месторождения, провести анализ результатов эффективности работы фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Целью выпускной квалификационной работы является проведение анализа результатов эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на примере В*** месторождения ОАО «Н***».

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- Дать характеристику текущему состоянию разработки месторождения;
- Рассмотреть геолого-физическую характеристику месторождения;
- Изучить технологию эксплуатации УЭЦН;

- Проанализировать применение погружного оборудования;
- Провести анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на В*** месторождении.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В*** нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре, выявленной в результате площадных рекогносцировочных работ МОВ в 1964 году (ЦКГЭ, с/п 24/63-64). Площадными работами МОВ масштаба 1:100000 (ЦКГЭ, с/п 18/68-69, с/п 18,24/68-69, с/п2/70-71, с/п 18,24/70-71) В*** поднятие было оконтурено и подготовлено к разведочному бурению. В 1970 году в сводовой части поднятия была пробурена скважина 1, давшая промышленные притоки нефти из горизонта Ю₁ (верхняя юра), а несколько позже был получен фонтан нефти из кровли палеозойских пород (скважина 3).

В административном отношении В*** месторождение находится в Северном районе Новосибирской области, в 340 км к северо-западу от г. Новосибирска и в 180 км к северу от магистрального нефтепровода Башкирия-Иркутск (рис. 1.1).

В*** месторождение расположено в районе, где инфраструктура не развита. В ближайшем окружении открыто 7 небольших нефтяных месторождений и одно газоконденсатное (Восточно-Тарское, Малоичское, Ракитинское, Тайдасское, Восточно-Межовское, Межовское, Восточное, Веселовское), что создаёт хорошие перспективы для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов района.

Районным центром является с. Северное, связанное с областным центром - г. Новосибирском местной авиалинией (полоса бетонная), а также профилированной грунтовой дорогой с г. Куйбышев и г. Барабинск, в которых имеются железнодорожные станции. Расстояние от с. Северное до Транссибирской железной дороги (г. Барабинск) составляет 120 км. От В*** месторождения до г. Барабинск, где расположена линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС), проведена ветка нефтепровода.

Общераспространенные полезные ископаемые представлены месторождениями стройматериалов. В области учитывается Госбалансом 18 месторождений строительного камня, из них разрабатывается 13, годовая добыча - 2,5 млн. т. Месторождения камня представлены диабазами, порфиритами, гранитами, известняками и др. скальными породами. Цементное сырье - известняки и глинистые сланцы (Чернореченское месторождение), разрабатываемое АО «Искитимцемент». Обеспеченность добывающего предприятия запасами составляет более 100 лет. Имеются месторождения керамзитовых глин. Сырьевая база общераспространенных полезных ископаемых в области достаточна как для удовлетворения собственных нужд, так и для вывоза за пределы области. Есть обоснованные геологические предпосылки для организации поисков и разведки этих видов сырья на новых площадках. Однако, это не касается месторождений строительных песков, которые в области приурочены только к руслу и долине р. Оби, где развивать их добычу нецелесообразно по природоохранным причинам.

Вблизи также имеется Васюганское месторождение торфа с прогнозными ресурсами 165 млн.т.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

(Глава исключена в связи содержанием коммерческой тайны)

?

?

?

?

?

3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ В* МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

(Глава удалена в связи содержанием коммерческой тайны)

?

?

?

?

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УЭЦН

4.1 Конструкция скважин, используемая на месторождении

4.2 Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса

(Подпункты исключены в связи содержанием коммерческой тайны)

4.2.1 Насос погружной

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

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Ребра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между ребрами, помечена пятном краски

для ориентирования относительно ребер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты. При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя. ПЦЭН опускается в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150 - 300 м. Жидкость подается по НКТ.

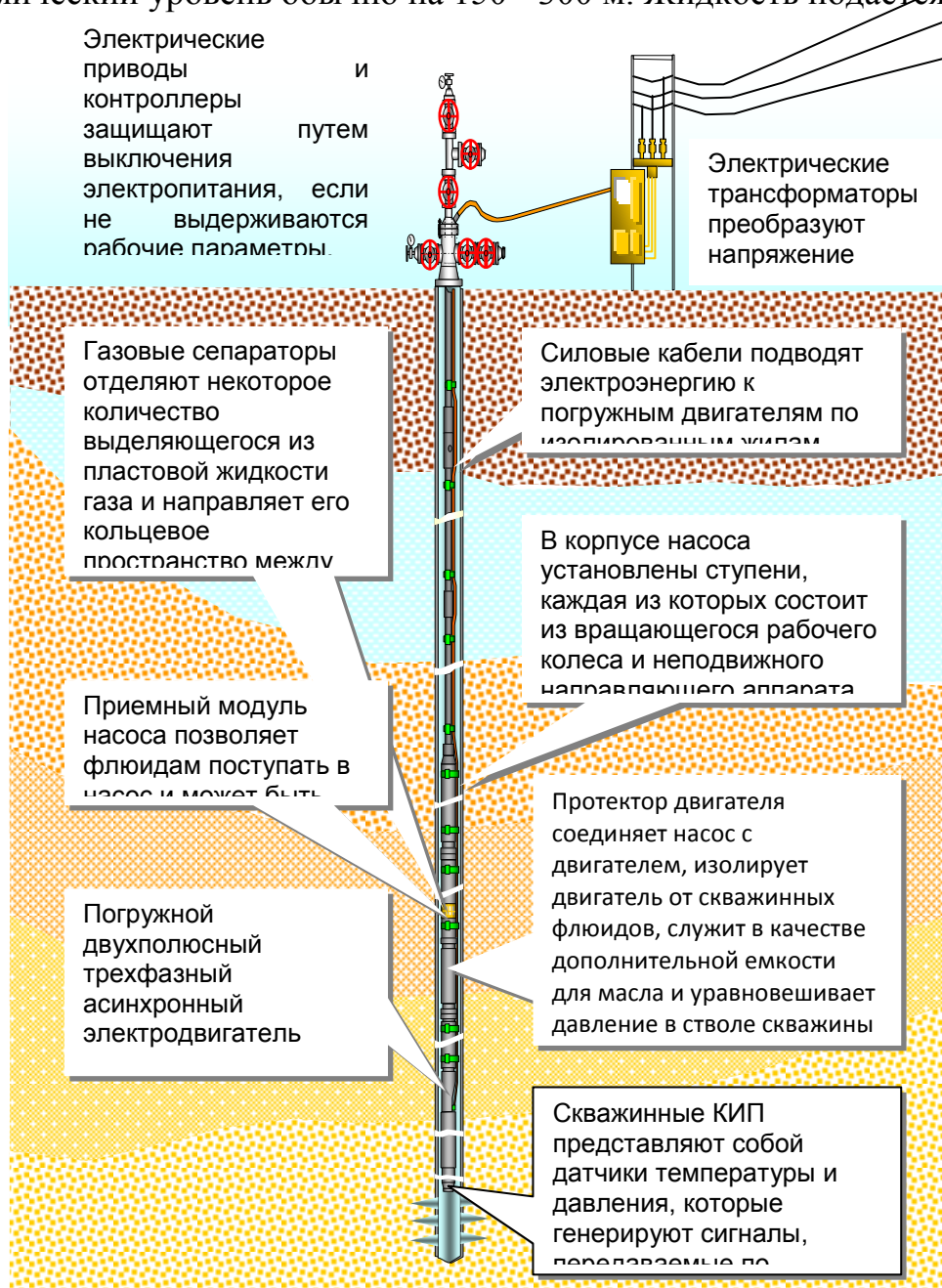
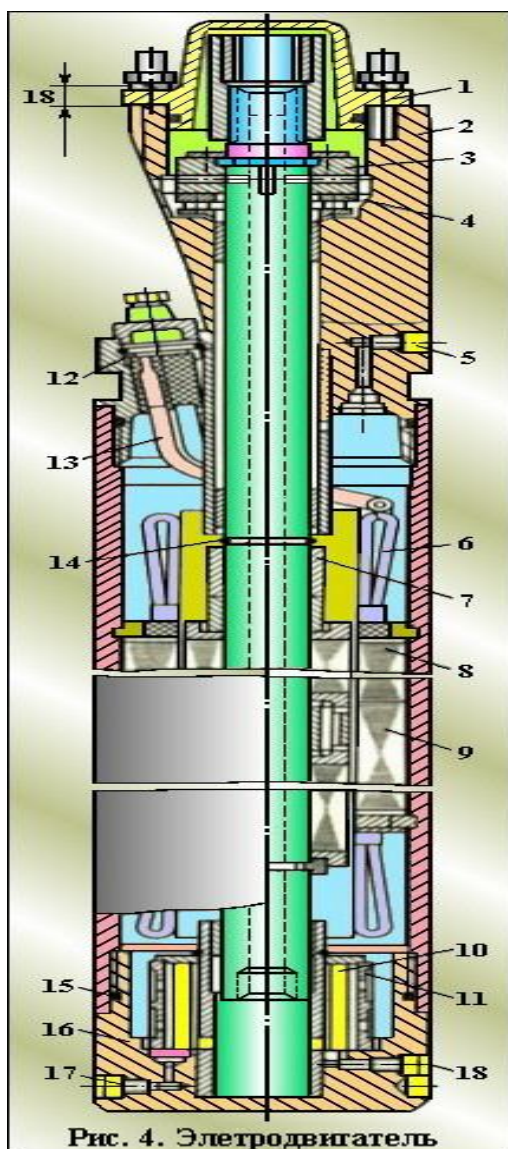


Рисунок 4.1 – Установка электроцентробежного насоса

4.2.2 Техническая характеристика ПЭД

Приводом погружных центробежных насосов служит специальный маслозаполненный погружной асинхронный электродвигатель трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД. ПЭД40-103-обозначает погружной электродвигатель, мощностью 40 кВт, диаметром 103 мм. Электродвигатели имеют диаметры корпусов 103, 117, 123, 130, 138 мм.



Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения смазки. Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380-2300 В, сила номинального тока 24,5-86 А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора 3000 мин⁻¹, температура окружающей среды +50-90 С°.

Погружной насос, электродвигатель, гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса двигателя и гидрозащита имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Рис.4.2 Электродвигатель односекционный (1-крышка; 2-головка; 3-пятя; 4-подпятник; 5;пробка; 6-обмотка статора; 7-втулка; 8-ротор; 9-статор; 10-магнит; 11-фильтр; 12-колодка; 13-кабель с наконечником; 14-кольцо; 15-кольцо уплотнительное; 16-корпус; 17, 18-пробка)..

Погружной электродвигатель состоит из статора, ротора, головки, основания. Корпус статора изготавливается из стальной трубы, на концах которой предусмотрена резьба для подсоединения головки и основания двигателя. Магнитопровод статора собирается из активных и немагнитных шихтованных жестей, имеющих пазы, в которых располагаются обмотка. Обмотка статора может быть однослойной, протяжной, катушечной или двухслойной, стержневой, петлевой. Фазы обмотки соединены.

При большом газовом факторе применяют насосные модули – газосепараторы, предназначенные для уменьшения объемного содержания свободного газа на приеме насоса.

Таблица 4.2 – Характеристика погружных электродвигателей

Показатель	ПЭД 14-103	ПЭД 20-103	ПЭД 28-103	ПЭД45-117	ПЭД65-117
Номинальная мощность, кВт	16	22	32	45	63
Напряжение линейное, В	500	700	850	1400	2000
Сила номинального тока, А	31,5	31	37	27,5	27
Частота, Гц	50	50	50	50	50
Частота вр.синхронная, мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000	3000
Коэффициент мощности	0,77	0,77	0,77	0,84	0,84
К.П.Д.,%	76	76	76	81	81
Температура окружающей среды, °С	70	70	70	50	50
Тип гидрозащиты	1ГБ1	1ГБ1	1ГБ1	1ГБ1	1ГБ1

4.2.3 Гидрозащита электродвигателя

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионно-стойкого исполнения. Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 21 г/см³, обладающий физико-химическими свойствами с пластовой жидкостью и маслом.

Гидрозащита состоит из двух камер сообщенных трубкой. Изменение объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируется перетоком барьерной жидкости из одной камеры в другую. В гидрозащите закрытого типа применяются резиновые диафрагмы. Их эластичность компенсирует изменение объема масла.

Таблица 4.3 – Типы гидрозащит

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Передаваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	Масло МА-ПЭД	Барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	2200±5	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	2200±5	59
П114, ПК114	5	4	250	2300±5	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	2300±5	59

4.2.4. Основные технические данные кабеля

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

В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить:

Кабель марок КПБК или КППБПС – в качестве основного кабеля.

Кабель марки КПБП (плоский).

Муфта кабельного ввода круглая или плоская.

Кабель КПБК состоит из медных однопроволочных или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой прочности и скрученных между собой, а также подушки и брони.

Кабели марок КПБП и КППБПС в общей шланговой оболочке состоят из медных однопроволочных и многопроволочных жил, изолированных полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, а так же из общей шланговой оболочке, подушки и брони.

Кабели марки КППБПС с отдельно отшлангованными жилами состоят из медных одно-многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтилена высокого давления и уложенных в одной плоскости.

Кабель марки КПБК имеет:

Рабочее напряжение В – 3300

Допустимое давление пластовой жидкости, МПа – 19,6

Допустимый газовый фактор, м/т – 180

Кабель марки КПБП имеет:

Рабочее напряжение, В - 2500

Допустимое давление пластовой жидкости, МПа – 19,6

Допустимый газовый фактор, м/т – 180

Кабель марки КПБК и КПБП имеет допустимые температуры окружающей среды от 60 до 45 С воздуха, 90 С – пластовой жидкости.

Таблица 4.4 – Характеристика электрических кабелей

Марка кабеля	Число жил * на площадь сечения мм ²	Максим. Наружные размеры, мм	Допустимое давление, МПА	Масса, кг/км
КПБК (кабель с полиэтиленовой изоляцияй, бронированный, круглый).	3*10 3*16 3*25 3*35 3*50	29,7 32,6 35,6 38,3 44,0	19,6	1016 1269 1622 1969 2314
КПБП (кабель с полиэтиленовой изоляцияй, бронированный, плоский).	3*4 3*6 3*10 3*16 3*25	9,7*19 10,5*20,2 13,6*33,8 15*37,4 15,4*43	19,6	380 466 438 958 1282
КППБПС (кабель с плотной полиэтиленовой изоляцияй, бронированный, плоский).	3*10 3*16 3*25 3*35 3*50	13,2*27 15*32,6 15,4*36,08 18,4*43,0 20,8*47,9	19,6	966 1265 1730 2098 2641

4.3 Анализ применяемого погружного оборудования

Станок-качалка, это весьма распространенный, но далеко не самый эффективный способ добычи нефти. Наиболее эффективным способом механизированной добычи нефти является добыча с помощью установок электроцентробежных насосов или УЭЦН. На УЭЦН приходится 100% доля добываемой продукции на В*** месторождение. Преимущество УЭЦН заключается в простоте обслуживания и большом межремонтном периоде.

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости. Однако эффективность работы значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа.

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

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

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

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

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

Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину (рис.4.3). Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3-5%. Это обуславливает целую область работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью.

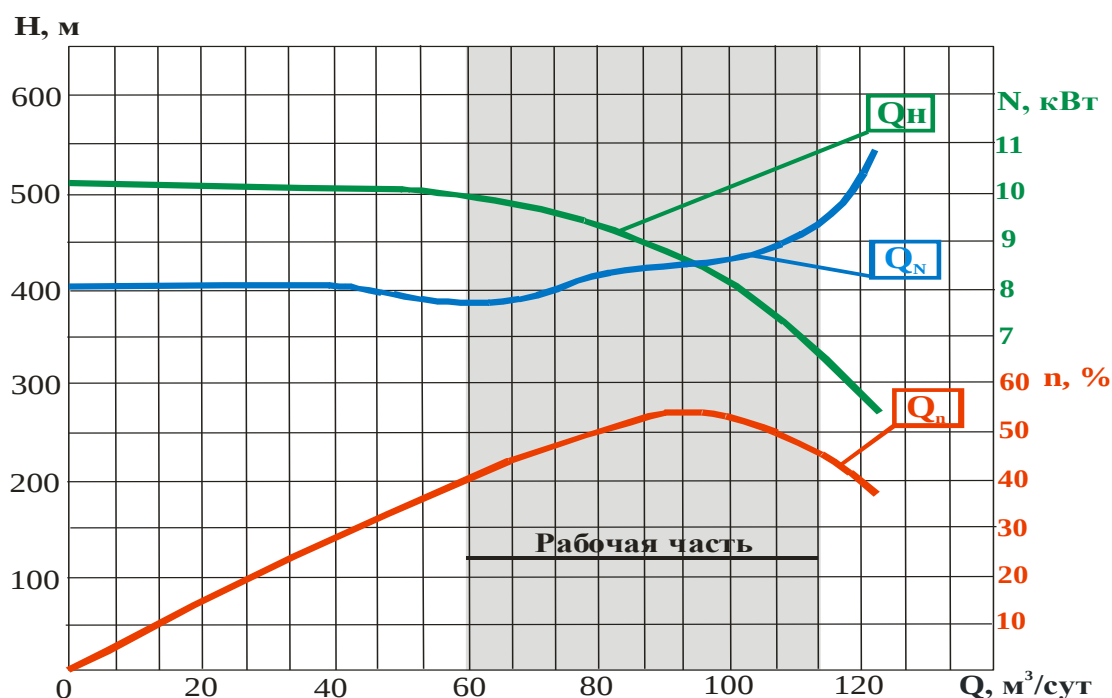


Рисунок 4.3 – Характеристика Насоса ЭЦНА(К)5-80

на подачу $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ на воде плотностью $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$

Количество ступеней – 100

$Q=80 \text{ м}^3/\text{сут}$; $H=460 \text{ м}$; $n=8,10 \text{ кВт}$; $\eta=51,15 \%$

4.4. Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера ПЦЭН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины.

Суть метода подбора ПЦЭН изложенного ниже заключается в построении гидродинамической характеристики и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H=f(Q)$.

Уравнение притока жидкости в скважину имеет вид:

$$Q = K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (1)$$

где $K_{\text{пр}}$ - коэффициент продуктивности скважины (т/(сут*МПа)), $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$ - пластовое и забойное давление (МПа), Q - дебит скважины (т/сут).

Забойное давление вычисляется по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}}, \quad (2)$$

Давление на приеме насоса:

$$P_{\text{пн}} = P_{\text{заб}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{н}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса, $L_{\text{с}}$ - глубина скважины.

Принимая давление на приеме насоса оптимальным $P_{\text{опт}}$, вычисляем глубину спуска насоса $H_{\text{н}}$:

$$H_{\text{н}} = L_{\text{с}} + \frac{10^6 \cdot (P_{\text{опт}} + Q / K_{\text{пр}} - P_{\text{пл}})}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (4)$$

Затем по экспериментальным кривым распределения давления (рис.4.7) в зависимости от обводненности и устьевого давления определяется давление на выкиде насоса $P_{\text{вых}}$ при заданной подаче Q .

Давление $P_{\text{н}}$, необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{вых}} - P_{\text{опт}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{вых}}$ - давление на выходе насоса.

При необходимости пересчета давления ($P_{\text{н}}$) в напор, выражение (5) записывается в виде:

$$H = 10^6 \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{опт}}) / (\rho_{\text{ж}} \cdot g)$$

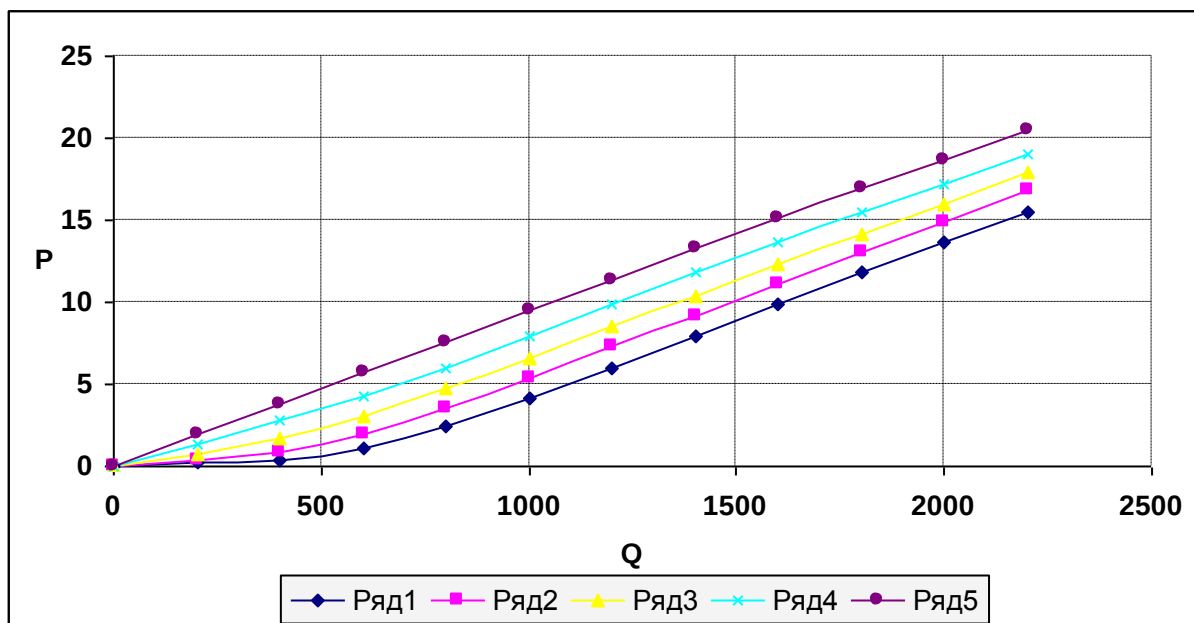


Рисунок 4.4 – Экспериментальные кривые распределения давления

Кривые 1,2,3,4,5 соответственно при обводненности $B = 0,1; 0,3; 0,5; 0,7; 0,9$. Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач) вычисляют для каждого из них соответствующие $H_H, P_{\text{вых}}, P_H(H)$ и строят графическую зависимость $P_H(H) - f(Q)$, которая совмещается с реальными характеристиками ПЦЭН. Точки пересечения характеризуют возможные совместные (согласованные) режимы работ системы. После выбора необходимого насоса в соответствии с технической характеристикой установок ПЦЭН определяют полный комплекс установки ПЦЭН.

4.5 Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на В*** месторождении

(подпункт исключен в связи содержанием коммерческой тайны)

4.6 Проблема солеотложения

Образование неорганических солей при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России стало распространенным явлением.

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами и установками электропогружных центробежных насосов. Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слою вала погружного центробежного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.п.

Карбонат кальция (кальцит) CaCO_3 - осадок, часто встречаемый на объектах ОАО «Н****» [2]. Растворимость его в дистиллированной воде очень невелика. При температуре 25 °С и контакте с атмосферным воздухом она составляет 0,053 г/л, что примерно в 40 раз меньше растворимости гипса.

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы борьбы с уже выпавшими осадками,



Рисунок 4.9 – Общая классификация методов борьбы с солеотложением

то есть удаление уже сформировавшихся солеотложений, и методы, предотвращающие или замедляющие процессы отложения неорганических солей.

Удаление солей, отложившихся в скважинах и на поверхности нефтепромыслового оборудования, является серьезной проблемой и остается одной из наиболее трудоемких и малоэффективных работ. Эффективность действия удалителей и их выбор зависят от конкретных условий каждого месторождения, в частности от состава отложений неорганических солей.

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, не деструктивными по отношению к скважине, трубам и продуктивному пласту, а также эффективными в плане предотвращения повторного осаждения. В настоящее время нет еще универсальных методов, которые могли бы обеспечить удаление или полное предупреждение отложений неорганических солей любого состава. Поэтому в каждом конкретном случае, в зависимости от состава солевых отложений, необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты для их удаления с тем, чтобы обеспечить наибольшую эффективность проводимых обработок.

Удаление солеотложений требует больших затрат времени и средств, однако актуальность совершенствования методов удаления отложений солей, несмотря на эффективность применения ингибиторов, по-прежнему сохраняется, поскольку существующие методы предотвращения выпадения НОС в ряде случаев не всегда эффективны.

Методы удаления отложений солей из скважин можно подразделить на механические и химические.

Механические методы

Сущность механических методов удаления отложений заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием. Положительный эффект достигается в том случае, если

интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями солей, то необходимо проводить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений.

Химические методы

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Удаление солевых отложений химическим путем зачастую является первым, самым дешевым методом, особенно в случае, когда применение механических методов затруднено, а также нерентабельно и менее эффективно. Наилучшие успехи достигаются при целенаправленном воздействии на солевые осадки, предварительно изучив их тип, количество, физико-химический состав и минералогическую структуру этих отложений

Наиболее доступными растворителями солей карбонатов и сульфатов являются 20% раствор гидроокиси натрия (каустическая сода), 10-15% раствор соляной кислоты и 10% раствор трилона Б.

Предотвращение отложений солей реагентами – ингибиторами

Вышеперечисленные методы являются так называемыми «безреагентными» способами борьбы с отложениями минеральных солей. Они не являются универсальными, и эффективность их применения в значительной степени зависит от условий осадкообразования.

Из известных способов предотвращения отложения солей наиболее эффективным и технологичным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения можно условно разделить на три типа:

- *Хелаты* - вещества способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами;
- *Ингибиторы "порогового" действия*, добавление которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей;
- *Кристаллоразрушающие ингибиторы*, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие форму кристаллов.

По химической природе потенциальными ингибиторами солеотложения могут быть неионогенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические производные фосфоновой и фосфорной кислоты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот типа акриловой или малеиновой, а также различные композиции перечисленных соединений.

Для получения наибольшего ингибирующего действия по отношению к неорганическим солям иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ. Некоторые из них могут непосредственно и не являться ингибиторами солеотложений, но усиливать их действие, например, ПАВ неионогенного типа.

В настоящее время установлены требования к физико-химическим характеристикам ингибиторов солеотложений. Важнейшее из них – высокая эффективность ингибирования процессов отложения солей, низкая температура замерзания (до минус 50 °С), низкая коррозионная агрессивность, малая токсичность, совместимость с пластовыми водами, отсутствие отрицательного влияния на процессы подготовки нефти, способность хорошо адсорбироваться и медленно десорбироваться с породы пласта.

При правильном подборе ингибитора солеотложения и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено предотвращение выпадения солей на всем пути движения скважинной продукции от забоя до пунктов подготовки нефти и воды. Независимо от типа ингибитора и механизма его действия, положительные результаты могут быть лишь при условии постоянного присутствия реагента в растворе в минимально

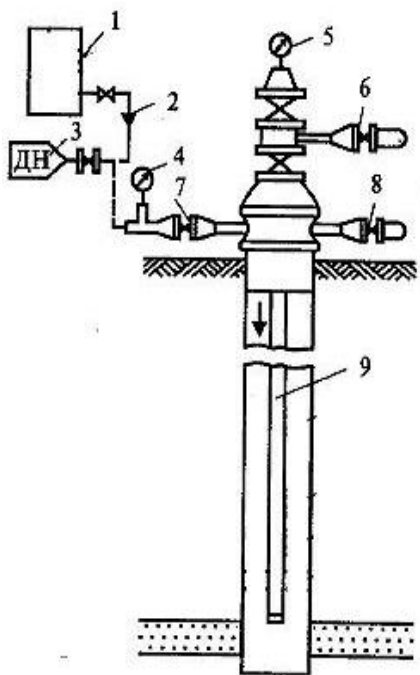
необходимых количествах. При этом наилучшие результаты достигаются при условии ввода ингибитора солеотложения в поток жидкости до начала процесса кристаллизации солей.

В настоящее время в условиях В*** нефтяного месторождения реализуются следующие технологии ингибирования:

- периодическая закачка в скважину с последующей продавкой по НКТ или по затрубью в призабойную зону пласта водного раствора ингибитора солеотложения 3-5%-ной концентрации;
- непрерывная подача реагента в поток добываемой жидкости с помощью специальных блочных дозирующих устройств и установок;
- периодическая подача реагента в систему с помощью специальных блочных дозирующих устройств и установок.

Последовательно могут осуществляться комбинированные способы подачи ингибитора: вначале периодическая закачка, затем через 2–6 месяцев непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

Технология непрерывного дозирования ингибитора



Метод заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки, подключенной к полевой затрубной задвижке скважины. Схема обвязки данной установки с устьем скважины представлена на рисунке 4.10.

Рис. 4.10. Схема обвязки для непрерывного дозирования в затрубное пространство скважины:

1 – технологическая емкость с реагентом; 2 – линия всасывания; 3 – дозирующий насос; 4, 5 – манометры; 6 – задвижка выкидной линии; 7, 8 –

затрубные задвижки; 9 – НКТ.

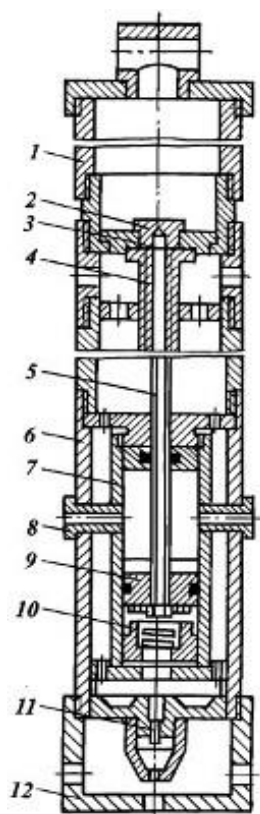
Технология непрерывного дозирования применяется для защиты скважин осложненных солеотложением на скважинном оборудовании, для защиты наземного оборудования и трубопроводных коммуникации, резервуаров, системы ППД.

Под действием собственного веса струя ингибитора перемещается до динамического уровня, где происходит смешение со скважинной жидкостью в затрубном пространстве. Так как плотность водного раствора ингибитора выше плотности жидкости в затрубном пространстве (нефти), то под действием силы тяжести раствор поступает на прием ЭЦН. Ингибитор солеотложения практически не растворяется в нефти и не накапливается в жидкости затрубного пространства.

В системе ППД В*** месторождения используется смешенная вода (подтоварная с нефтедобычи и сеноманская с водозабора). Смешение этих вод происходит на РВС. Для предотвращения солеотложения подачу реагента по технологии постоянного дозирования необходимо осуществлять в точку ввода в систему до смешения этих вод. В данном случае рекомендуется осуществлять подачу ингибитора в общий коллектор линии водозаборных скважин.

Данный метод считается надежным, хотя требует постоянного контроля и обслуживания установок дозирования реагента. Технология непрерывного дозирования применяется для защиты скважин осложненных солеотложением на скважинном оборудовании, для защиты наземного оборудования и трубопроводных коммуникации, резервуаров, системы ППД.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки нефти ингибиторы подаются в последовательности, как и для скважин. Определяется место отложения солей, проводятся работы по их очистке и устанавливается дозирующее оборудование.



На В*** нефтяном месторождении для постоянного дозирования реагента предлагается применение погружных скважинных дозаторов или контейнеров с гранулированными твердыми реагентами, устанавливаемых ниже ПЭД ЭЦН. В настоящее время сконструировано большое количество глубинных контейнеров и дозаторов.

Скважинный жидкостный дозатор, представленный на рисунке 4.11, устанавливают в скважине под приемом скважинного насоса. Верхнюю и нижнюю части контейнера заполняют жидким ингибитором с плотностью, большей плотности жидкости в скважине.

Рис. 4.11. Глубинный жидкостный дозатор:

1 – верхний контейнер; 2 – штуцер перепускной; 3 – игла; 4 – патрубок; 5 – шток; 6 – нижний контейнер; 7 – цилиндр; 8 – патрубки; 9 – поршень; 10 – пружины; 11 – штуцер с дозировочным отверстием; 12 – камера.

Дозатор действует по следующему принципу. В результате перепада давления под поршнем (так как плотность ингибитора выше плотности жидкости в скважине, а также площадь поршня значительно больше площади отверстия в штуцере) поршень перемещается вверх, игла перекрывает отверстие в штуцере и ингибитор из нижнего контейнера подается через отверстие в штуцере.

По мере истечения ингибитора из отверстия в штуцере уровень в контейнере понижается до определенной отметки, соответствующей такому перепаду давления, при котором поршень, шток и игла переместятся вниз. Через открывающееся отверстие в штуцере из верхнего контейнера по патрубку начинается перелив ингибитора из нижнего контейнера. Уровень в контейнере растет, и когда достигает прежнего значения, поршень, шток и игла вновь переместятся до полного опорожнения верхнего контейнера.

Наличие регулирующего устройства в жидкостном дозаторе позволяет обеспечить оптимальную дозировку и стабильный расход ингибитора.

Контейнер с гранулированными твердыми реагентами представляет собой перфорированный металлический пенал, заполненный твердофазной ингибиторной композицией. Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой жидкостью. Габарит погружного скважинного контейнера должен соответствовать диаметру эксплуатационной колонны, масса ингибиторной композиции до 120 кг. Конструкция контейнера разборная и состоит из нескольких секции, соединенных резьбовой муфтой, что обеспечивает удобство его загрузки, транспортировки и монтажа. Контейнер крепится к компенсатору ЭЦН шарнирной подвеской, шарнир допускает отклонение оси погружного скважинного контейнера не менее 5° в любом направлении относительно продольной оси контейнера. Опыт применения погружных скважинных контейнеров на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» позволил увеличить наработку на отказ ЭЦН в 2,5-5,3 раза.

Для постоянного дозирования ингибиторов солеотложения с устья на прием ЭЦН возможно применение специального капилляра, спускаемого по НКТ непосредственно к приемной сетке насоса. Без применения данного капилляра дозируемый ингибитор, проходя через толщу скважинной жидкости в затрубном пространстве, реагирует с ней, погружным оборудованием и НКТ. Таким образом, на прием ЭЦН он попадает уже частично отработанным. Благодаря применению капилляра, уменьшается коррозионное воздействие ингибитора солеотложений на погружное оборудование, а также происходит существенная экономия дорогостоящих ингибиторов.

На рисунке 4.12 и в таблице 4.5 приведены результаты сравнительных испытаний защитной способности реагентов на ингибирование солеотложения.

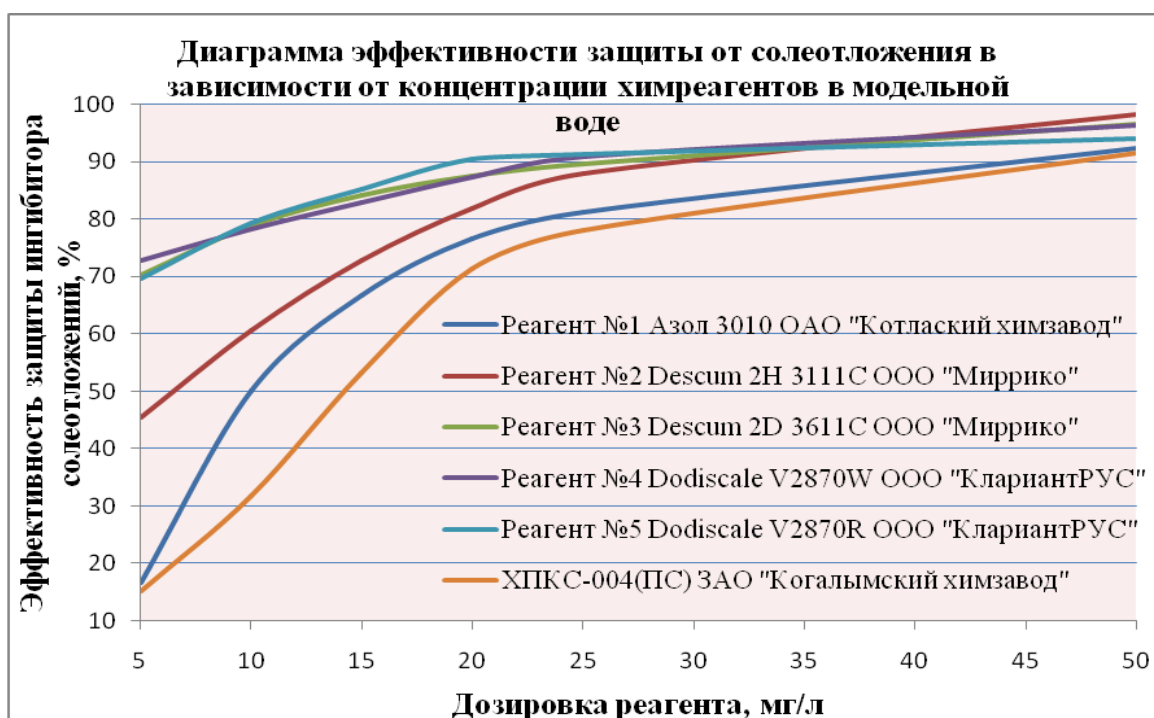


Рисунок 4.12 – Результаты лабораторного испытания химреагентов на эффективность предотвращения солеотложения

Таблица 4.5 – Результаты сравнительных испытаний защитной способности реагентов на ингибирование солеотложения

Реагент	Температура теста, °С	Время теста, t, час.	Эффективность защиты ингибитора солеотложений, %					
			дозировка реагента, мг/л					
			5	10	15	20	25	50
Реагент №1 Азол 3010 ОАО "Котлаский химзавод"	75	4	16,7	50,0	66,7	76,6	81,3	92,3
Реагент №2 Descum 2H 3111C ООО "Миррико"	75	4	45,5	60,6	72,7	81,8	87,9	98,2
Реагент №3 Descum 2D 3611C ООО "Миррико"	75	4	70,2	78,9	84,2	87,6	89,7	96,5
Реагент №4 Dodiscale V2870W ООО "КлариантРУС"	75	4	72,7	78,2	82,8	87,3	90,9	96,4
Реагент №5 Dodiscale V2870R ООО "КлариантРУС"	75	4	69,7	79,3	85,3	90,4	91,3	94,1
ХПКС-004(ПС) ЗАО "Когалымский химзавод"	75	4	15,2	31,7	53,2	71,3	78,1	91,6

По результатам сравнительного тестирования защитных свойств ингибиторов солеотложения проведено ранжирование испытанных реагентов по дозировкам, требуемым для обеспечения защитного эффекта 90%:

- при 20 г/м³ - Реагент № 5 (Dodiscale V2870R);
- при 25 г/м³ - реагенты № 3 и 4 (Descum 2D 3611C и Dodiscale V2870W);
- при 30 г/м³ - Реагент № 2 (Descum 2H 3111C);
- при 40 - 50 г/м³ - реагенты № 1 (Азол 3010 и ХПКС- 004(ПС).

Дозировки, определенные в тестах, соответствуют применению ингибиторов в лабораторных условиях, и поэтому могут рассматриваться как минимально необходимые и могут быть использованы только в качестве сравнения между собой. Дозировки для промысла определяются в ходе проведения опытно-промышленных испытаний.

Таким образом, учитывая высокую коррозионную активность на углеродистую сталь Реагента № 4 (Dodiscale V2870W) - 0,47 мм/год и Реагента № 5 (Dodiscale V2870R) - 0,61 мм/год, для опытно-промышленного испытания рекомендуются использовать Реагенты № 3 и 2 (Descum 2D 3611C и Descum 2H 3111C), которые при равных условиях более эффективны в лабораторных условиях.

4.7 Проблема избыточного накопления газа в затрубном пространстве скважин оборудованных УЭЦН

Одним из факторов, отрицательно влияющих на работу УЭЦН является избыточное накопление газа в затрубном пространстве скважины в связи с пониженной температурой в зимний период времени и замерзанием перепускных клапанов на арматуре скважин.

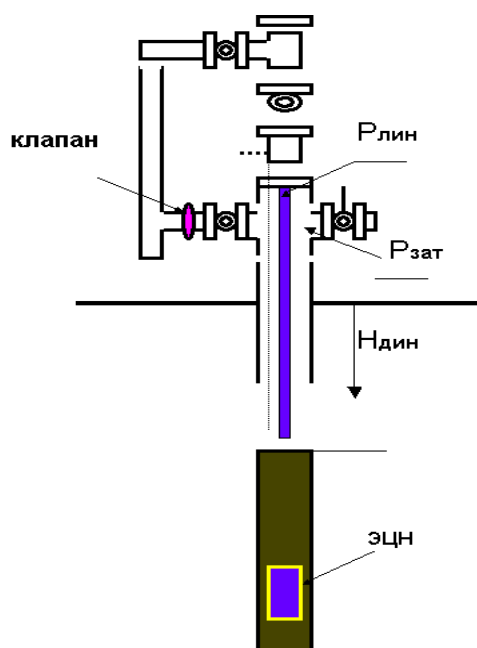


Рисунок 4.13 – Нормальная работа ЭЦН

На рисунке 4.13 схематично изображена скважина, наземное оборудование в виде устьевой арматуры типа АФК 65г140, погружное оборудования в виде модуля насоса, погружного электродвигателя, протектора, кабеля КППП, колонны НКТ. Работа УЭЦН в постоянном режиме характеризуется стабилизацией динамического уровня жидкости в скважине, причем уровень жидкости не должен опускаться ниже напорной характеристики и тем более не находиться вблизи приема насоса, только так будет достигнут оптимальный режим работы насоса и скважины. Давление газа в затрубном пространстве (на устье скважины) $P_{зат}$ должно быть меньше или равно $P_{лин}$ линейному давлению. Перепускной клапан установленной на устьевой арматуре способствует стравливанию газа в коллектор скважины, тем самым понижению затрубного давления (на устье скважины).

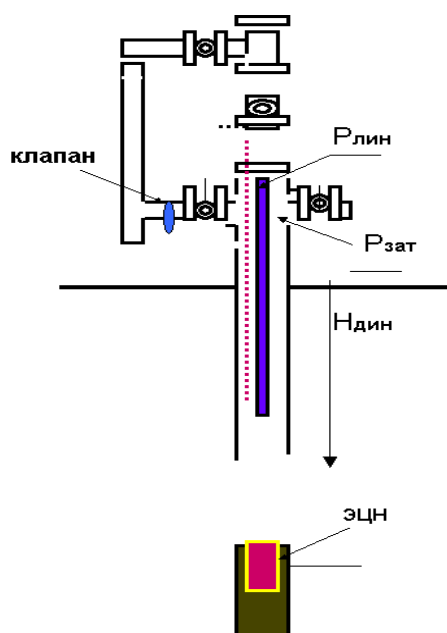


Рисунок 4.14 – Ненормальная работа ЭЦН

В зимнее время на работу УЭЦН влияет отрицательная температура. Вследствие того, в перепускном клапане на устьевой арматуре выпадает конденсат из продукции скважины и при отрицательной температуре воздуха замерзает, клапан теряет способность стравливать газ из затрубного пространства в коллектор. В дальнейшем давление в затрубном пространстве начинает расти, сравнивается с линейным или превышает его отметку. При этом происходит отеснение рабочего динамического уровня скважины, количество жидкости прокачиваемое через насос снижается. Динамический уровень находится на отметке ниже напорной характеристики насоса или на отметке превышающей глубину спуска насоса (на приеме насоса).

Последствия данного явления:

- срыв подачи ЭЦН или кратковременный срыв подачи
- перегрев ПЭД, перегрев или плавление удлиителя погружного кабеля.
- безостановочная работа периодических ЭЦН.

Итог: кратковременная служба погружного оборудования.

На сегодняшний день с данной проблемой в ЦДНГ справляются следующим образом, во-первых ведется контроль за работой УЭЦН с помощью телемеханики, т.е. оператор пульта Микро непосредственно фиксирует запуски

и остановки рабочего фонда скважин, по характеру запусков остановок можно в какой то степени предполагать о том, что происходит со скважиной. Во-вторых, ежедневно при объезде рабочего фонда скважин операторы обязаны делать замеры давления на скважинах и с помощью ППУ отогревать замороженные клапана. Наконец ежегодно составляется график пропарки клапанов тех скважин, которые периодически замерзают.

Стабилизация работы УЭЦН:

отогревание замороженного клапана ППУ

стравливание накопившегося газа из затрубного пространства.

По опытным данным нескольких лет около 45 % скважин в зимний период времени в ЦДНГ-1 подвержены замерзанию клапанов, в среднем 15 скважин в сутки удастся обнаружить и отпарить, а остальные скважины выявляются не сразу. Вся эта работа осложнена тем, что существует дефицит ППУ, расстояния между кустами значительно большие, поэтому не всегда удастся вовремя отпарить клапана. А это очень сильно сказывается на потерях в добыче и сбоях в работе погружного оборудования, приводящих к кратковременной работе скважин.

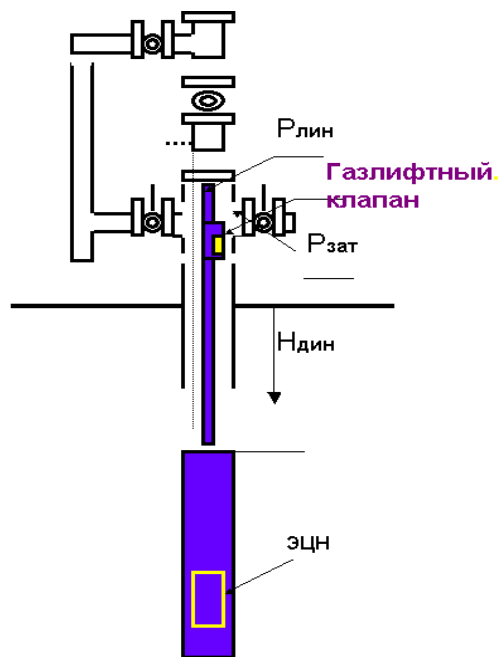


Рисунок 4.15 – Применение газлифтного клапана

Для решения проблемы избыточного накопления газа в затрубном пространстве предлагают применить газлифтный клапан. По своему устройству

клапан выполнен таким образом, что при перепаде давления на 0,5 атм. происходит его открывание и накопившийся газ стравливается в колонну НКТ. Сильфон газлифтного клапана должен заряжаться на линейное давление, воздухом. Сам газлифтный клапан устанавливается в эксцентричной НКТ (мандрель), а мандрель устанавливается при ремонте скважины на второй трубе от устья скважины. Газлифтный клапан, находясь в скважине не подвержен замерзанию. При выходе из строя клапана, его всегда можно заменить в течении нескольких часов с помощью подземно-канатной техники (УПРГС). При таких технологических операциях как глушение скважины или замена жидкости глушения на более легкую жидкость, производится замена газлифтного клапана на глухой клапан исключаящий переток жидкости из затрубного пространства в колонну НКТ и обратно.

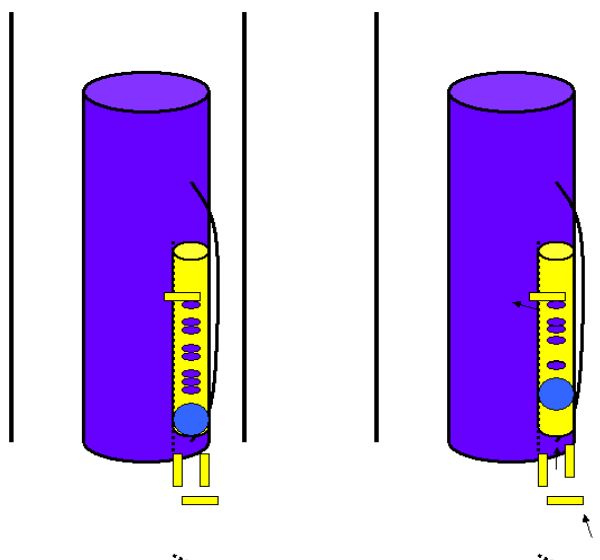


Рисунок 4.16 – Принципиальное устройство работы газлифтного клапана

На рис. 4.16 показана работа газлифтного клапана в закрытом положении и в открытом положении, когда происходит стравливание газа в НКТ. После того как давление газа выравняется по отношению к линейному давлению перепускной шар клапана вернется в исходное положение. Сильфон должен заряжаться на линейное давление воздухом.

4.8 Исследование влияния обводненности продукции скважин на отказы УЭЦН

4.9 Расчет минимального дебита скважины, оборудованной УЭЦН, необходимого для безотказной работы ПЭД

(подпункты исключены в связи содержанием коммерческой тайны)

4.10 Способ регулирования подачи электроцентробежных скважинных насосов

В связи с падением пластового давления число фонтанирующих скважин при разработке нефтяных месторождений сокращается, и неизбежно возникает необходимость добычи нефти механизированными способами. Для подъема пластовой жидкости из скважин применяют разнообразные типы насосов и насосных установок. К числу таких насосов относятся: электроцентробежные, штанговые скважинные, винтовые, гидропоршневые, диафрагменные насосы, а также газлифт и струйные аппараты (насосы).

Наибольшее распространение на нефтепромыслах Западной Сибири получили электроцентробежные скважинные насосы (ЭЦН). Большое многообразие типоразмеров ЭЦН обосновано разнообразием скважин по их дебиту. Выбор того или иного насоса часто получается неэффективным из-за несовпадения дебита скважины и его оптимального режима работы. Поэтому, как правило, насос применяют с завышенной подачей. Это приводит к тому, что без применения каких-либо способов регулирования, динамический уровень пластовой жидкости понижается с вытекающими отсюда нежелательными последствиями. Во избежание этого прибегают к неэффективному способу регулированию подачи дросселированием на устье скважины или периодическим остановкам насоса до повышения уровня пластовой жидкости, необходимого над погружным насосом.

В настоящее время с применением ЭЦН добывают более 76% нефти от общего объема добычи ее механизированным способом.

Изучение этих вопросов из источников технической литературы и результаты обработки промысловых материалов показывают, что регулирование подачи ЭЦН производится дросселированием, периодическими остановками и изменением частоты вращения вала.

Дросселирование сводится к введению дополнительного гидравлического сопротивления на устье скважины в отводящих пластовую жидкость трубах. В

качестве дросселей используют калиброванные штуцера, диафрагмы или частично перекрывается нагнетательная задвижка.

Общеизвестно, что такой метод является крайне неэкономичным, так как в установленных или создаваемых искусственных гидравлических сопротивлениях теряется большое количество гидравлической энергии, а следовательно, увеличиваются энергетические затраты на единицу добываемой нефти.

Наиболее экономичным считается регулирование подачи изменением частоты вращения вала насоса. Однако применительно к погружным электродвигателям это можно осуществить лишь изменяя частоту тока с помощью тиристорных преобразователей. Способ является дорогостоящим. В среднем на 1 кВт мощности двигателя на реализацию этого способа тратится 250 долларов. Поэтому для погружного электродвигателя мощностью 100 кВт затраты составят 25000 долларов, что несоизмеримо со стоимостью насосного агрегата (около 10000 долларов). Поэтому в настоящее время частотные преобразователи для регулирования подачи ЭЦН не получили широкого распространения, хотя о них известно более 30 лет.

Следует отметить, что скважины, не подвергающиеся дросселированию или не работающие в режиме периодических остановок, как правило, эксплуатируются с заниженным отбором жидкости. Следовательно, в этих скважинах не реализуется возможность получения дополнительной нефти.

Несмотря на достоинства имеющихся способов регулирования подачи ЭЦН, ни один из них не позволяет точно привести в соответствие отбор пластовой жидкости из скважины с ее дебитом.

Предлагаемый способ регулирования подачи насоса с помощью переливного клапана, установленного непосредственно на выходе насоса, позволяет отказаться от дросселирования или периодических отключений насоса и перевести скважины на автоматический режим эксплуатации с поддержанием постоянного уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве. Кроме того, применение переливного клапана позволит улучшить отвод тепла от погружного электродвигателя насоса и тем самым

снизить вероятность отказов в работе установки из-за нарушения температурного режима его работы.

Поддержание постоянного уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве исключит вероятность выхода насоса на газовой-кавитационный режим, уменьшит образование пены в затрубном пространстве.

Разработанный переливной клапан управляется только силой гидростатического давления в затрубном пространстве, не зависит от развиваемого напора насоса, следовательно, он может быть применим для любого типоразмера ЭЦН.

Сущность нового способа регулирования подачи ЭЦН заключается в автоматическом приведении отбора пластовой жидкости из скважины в соответствие с ее дебитом при изменяющемся пластовом давлении. Соответствие отбора и притока пластовой жидкости характеризуется постоянством ее динамического уровня в межтрубном пространстве скважины. Поэтому за основу разработанного способа регулирования принято условие сохранения стабильного уровня столба жидкости между насосно-компрессорными трубами и эксплуатационной колонной, необходимого для нормальной работы скважинного насоса. Это условие выполняется, при понижении уровня столба жидкости, когда отбор превышает приток, т. е. часть жидкости, выходящей из ЭЦН в НКТ, сбрасывается в межтрубное пространство.

Для сброса части жидкости из НКТ предлагается установить переливной клапан непрямого действия между верхней модуль-секцией и выходным модулем насоса (рис.4.20), причем управление клапаном осуществляется силой гидростатического столба жидкости $H_{ст}$ в межтрубном пространстве не зависимо от того, какое давление в насосно-компрессорных трубах.

При правильно выбранном и установленном ЭЦН, постоянном пластовом давлении клапан 4 закрыт и вся пластовая жидкость с расходом Q_c поступает в насос 3, подача которого соответствует $Q_n = Q_c$ (см. рис.4.20). При этом жидкость в кольцевом пространстве между корпусом погружного

электродвигателя (ПЭД) 1 и эксплуатационной колонной 7 обтекает корпус ПЭД со скоростью V_0 и уносит от него выделяющееся тепло.

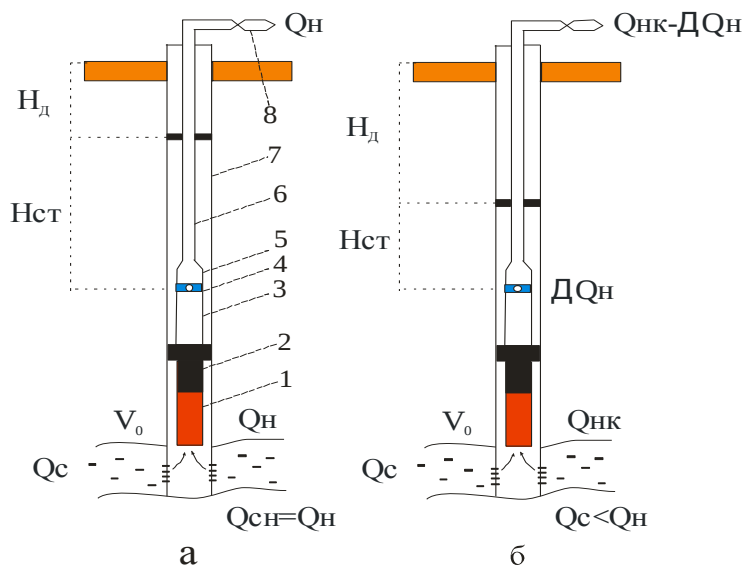


Рисунок 4.20 – Схема установки клапана:

1 - погружной электродвигатель; 2 - гидрозащита; 3 - ЭЦН; 4 - клапан;
5 - выходной модуль; 6 - НКТ; 7 - эксплуатационная колонна; 8 - дроссель (задвижка).

В случае уменьшения скорости V_0 , а это происходит, когда на устье скважины поток дросселирует, например, перекрывая задвижку 8, электродвигатель перегревается и может выйти из строя.

Если пластовое давление падает, а это непременно происходит в процессе разработки нефтяных месторождений, то приток пластовой жидкости происходит с меньшей интенсивностью и при $Q_c < Q_n$ динамический уровень H_d понижается, столб жидкости $H_{ст}$ (см. рис.5.19, б) над насосом уменьшается, открывается клапан 4 и через него часть жидкости из НКТ сбрасывается в межтрубное пространство с расходом ΔQ , поэтому на поверхность из скважины поступает жидкости меньше, чем выходит из насоса $Q_{нк} - \Delta Q$. При достаточной пропускной способности клапана 4 столб жидкости $H_{ст}$ будет увеличиваться, клапан 4 перекроется, насос вновь перейдет на режим подачи Q_n . В дальнейшем процессы включения и выключения клапана будут повторяться, удерживая динамический уровень стабильным, следовательно, - осуществляя оптимальный отбор жидкости из скважины.

Следует отметить, что при открытии клапана насос переходит на иной режим работы с увеличенной подачей $Q_{нк}$ (рис.4.21), а значит, увеличивается скорость жидкости V_0 в пространстве между ПЭД и эксплуатационной колонной, в результате улучшается теплообмен электродвигателя и повышается надежность его работы.

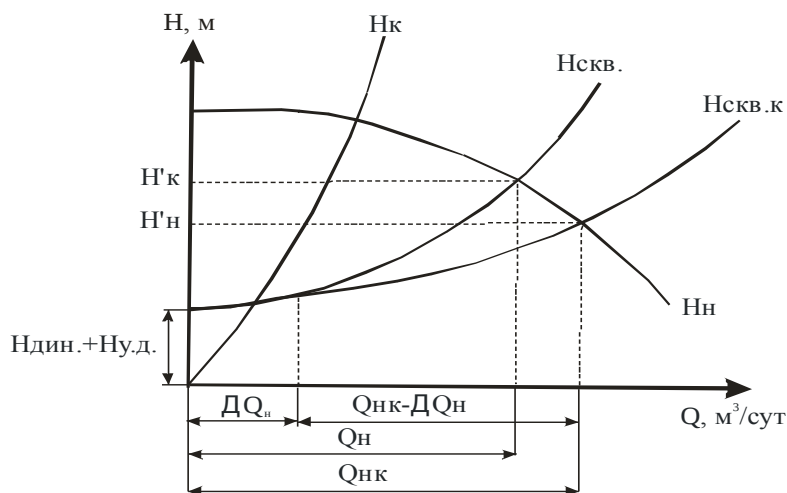


Рисунок 4.21 – Регулирование подъема пластовой жидкости переливным клапаном непрямого действия:

H_n - напорная характеристика насоса; H_k – напорная характеристика переливного клапана непрямого действия; $H_{скв.}$ - напорная характеристика подъемно-транспортной трубопроводной системы при закрытом клапане; $H_{скв.к.}$ - напорная характеристика подъемно-транспортной трубопроводной системы при открытом клапане; $H'_к$ – напор насоса после открытия клапана; $H'_н$ – напор насоса до открытия клапана; Q_n – подача насоса до открытия клапана; $Q_{нк}$ – подача насоса после открытия клапана; ΔQ_n – расход жидкости через клапан; $H_{дин.}$ – глубина динамического уровня; $H_{у.д.}$ – давление на устье скважины в м; $Q_{п}=Q_{нк} - \Delta Q$ – подача жидкости на поверхность.

В зависимости от выбранного диаметра жиклера в клапане его напорная характеристика меняется, поэтому величина расхода ΔQ через клапан может задаваться для различных условий работы ЭЦН.

Применение предлагаемого способа и устройства для его реализации в виде переливного клапана непрямого действия позволит:

- оптимизировать подъем жидкости из скважины с помощью ЭЦН;

- исключить вероятность работы скважины в режимах дросселирования или периодических отключений насоса;
- исключить вероятность выхода работы насоса на газокавитационный режим;
- повысить надежность погружного электродвигателя за счет улучшения его теплообмена;
- снизить аварийность установок из-за устранения вышеперечисленных причин (дросселирование и периодические остановки);
- сократить обслуживающий персонал, так как режим контроля за динамическим уровнем в скважине становится автоматическим;
- спускать насосы в скважину с завышенной подачей, не опасаясь за последствия, связанные с этим;
- упростить методику подбора насоса для скважины;
- получить возможность увеличения добычи нефти из скважин оборудованных ЭЦН, установленных с заниженной подачей.

В перспективе все без исключения установки электроцентробежных скважинных насосов установки будут укомплектовываться модулями с переливными клапанами непрямого действия.

4.11 Термоманометрическая система контроля вывода на режим и эксплуатации УЭЦН

Проблема обеспечения высокой надежности и эффективности эксплуатации фонда УЭЦН имеет большое значение. Одним из способов ее решения - обеспечение контроля состояния установки во время ее работы. Наиболее эффективным методом контроля является применение системы встроенных в УЭЦН датчиков, замеряющих и контролирующих соответствие установленным ограничениям основных параметров: давления на приеме насоса, температуры в полости двигателя и вибрации. Возможности по защите установки

от критических режимов работы позволили увеличить наработку на отказ по скважинам, в которых внедрялась система, в среднем от 165.1 до 219.4 сут.

Применение СКАД-2 позволило подтвердить, что процесс вывода на режим УЭЦН происходит длительное время при нестационарном режиме фильтрации в пласте. СКАД может сохранять и накапливать информацию, которую он снимает с датчиков и которая в любое время может быть перенесена с помощью устройства съема информации (УСИ) на персональный компьютер для дальнейших обработки и анализа.

Таким образом, контроль за работой УЭЦН при помощи СКАД позволяет:

- 1) провести точный подбор установки к скважине
- 2) обеспечить качественный вывод скважины на режим
- 3) спустить в скважины более производительные установки и вывести их на режим, что в других условиях сделать было бы невозможно
- 4) получать более высокий дебит нефти Q_n , за счет более производительных установок
- 5) увеличить срок службы и наработку на отказ установок
- 6) провести гидродинамические исследования методом снятия КВД по месторождениям в скважинах оборудованных УЭЦН
- 7) получить подробную информацию о пластах.

4.12 Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины)

Настоящая методика предназначена для расчета межремонтного периода работы скважин. Межремонтным периодом работы скважин следует считать продолжительность времени в календарных сутках между двумя последовательными ремонтами.

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

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

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

4. Расчет частоты ремонта за расчетный период производится по формуле: $Ч = P/Ф$, где Р- количество ремонтов за расчетный период, Ф- среднеарифметический фонд скважин на начало и конец расчетного периода $Ф = (Ф_н + Ф_к) : 2$

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

6. Ремонты, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, из одной категории в другую (например, нефтяные на нагнетательные, ШГН на ЭЦН).

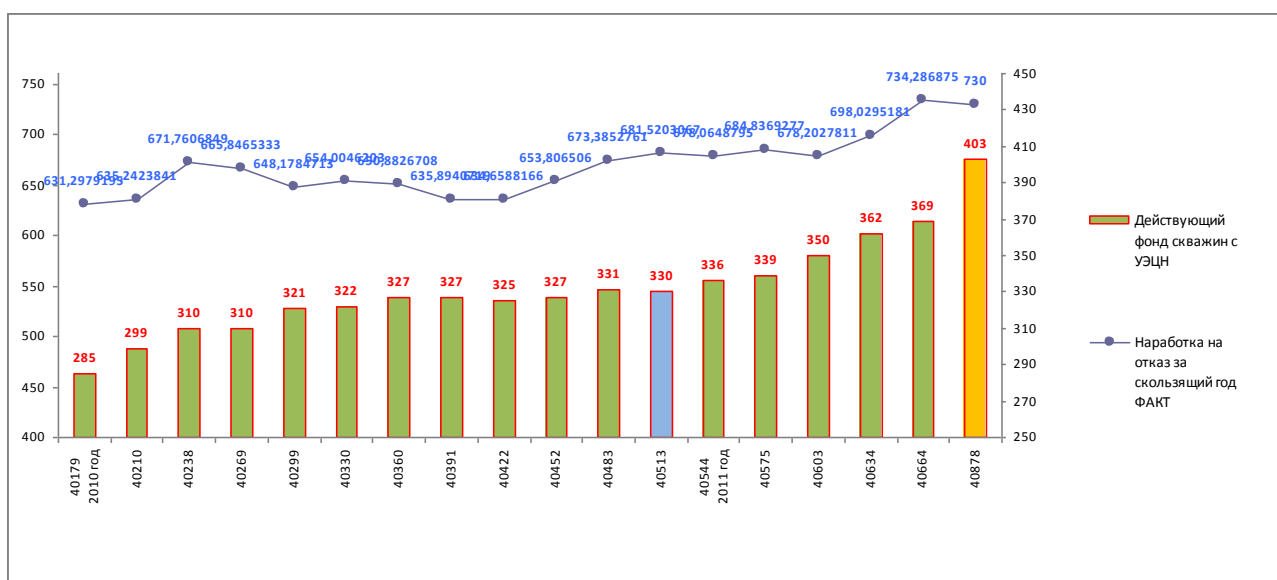


Рисунок 4.22 – Фонд и наработка на отказ отечественных и импортных УЭЦН

Производство на скважинах работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) влечет за собой снижение межремонтного периода скважин (МРП). Снижение МРП объясняется тем, что при проведении ГРП происходит большой

вынос пропанта, часть из которого попадает на прием насоса, что приводит к засорению рабочих органов насоса, заклиниванию насоса, перегоранию кабеля и выхода насоса из строя. С годами на скважинах, где был проведен ГРП, межремонтный период возрастает. Однако все еще не соответствующий гарантийному сроку (180 суток). Рост МРП объясняется тем, что в скважинах, где проводилось ГРП используют технологию тщательной промывки скважины гидровакуумными желонками. Применяют забойные двигатели для уничтожения плотной корки пропанта.

На скважинах, где ГРП не проводилось, динамика МРП за последние месяцы также увеличивается. Это объясняется, тем что специалистами НГДУ ведется более тщательный подбор оборудования и оптимизация режимов работы его эксплуатации с применением специальной программы Well Flo. Кроме того, в последние годы при капитальном ремонте скважин стараются внедрять новое оборудование (ЭЦН, НКТ).

4.13 Причины отказов УЭЦН на В* месторождении**

(подпункт исключен в связи с содержанием коммерческой тайны)

?

?

?

?

?

?

?

?

?

?

4.14 Спуск УЭЦН в скважину, герметизация, пробный запуск

1. Спуск установки производится согласно карте спуска УЭЦН, составленной технологической службой цеха добычи нефти, со скоростью не выше 0,25 м/сек (~35 сек на 1 НКТ), а при прохождении УЭЦН через отмеченные в плане работ участки кривизны с темпом набора более 30^0 на 10 метров, скорость не должна быть выше 0,1 м/сек (1 НКТ примерно за 1,5 минуты). В процессе спуска необходимо периодически проверять центровку подъемника относительно устья, запрещается спуск УЭЦН с неотцентрованного подъемника. Проворачивание УЭЦН и колонны подвески при спуске в скважину недопустимо.

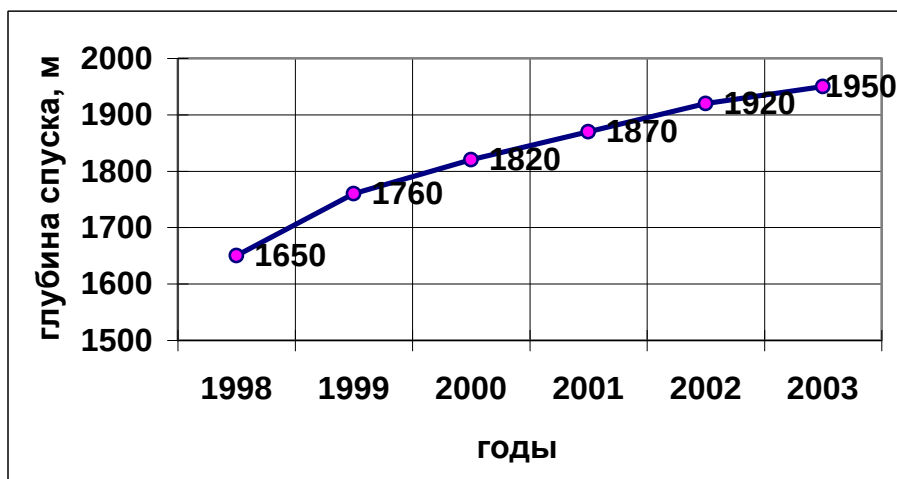


Рисунок 4.26 – Динамика глубины спуска УЭЦН на В*** месторождение по годам

При реализации программы интенсификации добычи нефти на В*** месторождение в 1999 году, начальные отборы нефти по скважинам в среднем увеличились с 21 до 34 т/сут. При увеличении глубины спуска УЭЦН с 1650 до 1950 метров (рис. 4.26), что почти соответствует кровли пласта. Отсюда следует, что в дальнейшем углубление насосов становится затруднительным.

В начале спуска УЭЦН, после посадки на клинья подвески труб, на НКТ устанавливается двухстропный элеватор.

2. При спуске недопустимы рывки кабеля или его натяжка, кабель от вымотки до устья должен быть постоянно провисшим под собственной тяжестью, но при этом не допускается волочение кабеля по земле.

3. На расстоянии 250-300 мм выше и ниже каждой муфты НКТ и каждого сprostка кабель необходимо крепить стальными поясами (клямцами) не допуская при этом слабины и провисов кабеля внутри скважины. Клямцы затягивать до момента начальной деформации брони. Пряжку клямцы располагать в свободном пространстве между НКТ и кабелем, но ни в коем случае не на поверхности кабеля, загнутый конец клямцы плотно прижать к пряжке.

4. Обратный клапан устанавливается над 3 трубой НКТ либо выше, согласно расчету. НКТ, которые находятся ниже обратного клапана, должны быть опрессованы, резьбовая часть проверена калибром, при свинчивании применена лента ФУМ. Обратный клапан предназначен для предотвращения лавинообразного стока жидкости из НКТ через насос, вызывающего турбинное вращение ротора, и облегченного запуска установки, поэтому его конструкция допускает незначительный пропуск жидкости (примерно 15 капель в минуту). Сливной клапан, паспортизированный и прошедший опрессовку установить на следующей трубе, сам сбивной ввертыш должен иметь штамп изготовителя, загерметизирован в отверстии корпуса клапана резиновым (свинцовым) кольцом. Паспорт сливного клапана вклеивается в паспорт УЭЦН. Обеспечением бригад ТКРС качественными сливными клапанами занимается сервисное предприятие, осуществляющее спуск УЭЦН.

5. При спуске УЭЦН применять сертифицированные технологический и подвесной патрубki. Технологический патрубок заменяется при каждом СПО ЭЦН, подвесной при смене подвески НКТ или отбраковки после подъема УЭЦН.

6. Через каждые 300 м спуска, бригада, выполняющая его должна проверять сопротивление изоляции УЭЦН мегомметром (V 1000 вольт) (для УЭЦН импортного производства специальным прибором допущенным фирмой

производителем) с записью в паспорте. При снижении изоляции ниже 1 Мом необходимо прекратить спуск, тщательно насухо протереть концы кабеля и если изоляция не восстановилась вызвать представителя ЦБПО ЭПУ, который принимает окончательное решение о возможности дальнейшего спуска или необходимости подъема установки.

7. После окончания спуска бригада замеряет сопротивление изоляции УЭЦН (не менее 1 Мом) до и после герметизации сальникового ввода. Свободный конец брони кабеля закрепляет на колонном фланце устьевой арматуры, под нижнюю гайку, прокладывает кабель от устья до СУ или клеммной коробки, заполняет эксплуатационный паспорт с указанием количества спущенных НКТ и глубины подвески (по мере труб), вызывает представителя ЦБПО ЭПУ и цеха добычи нефти для пробного запуска.

8. Перед выполнением операций с наземным оборудованием проверить наличие металлической связи контура заземления с эксплуатационной колонной скважины.

9. В процессе пробного запуска производится первичная опрессовка лифта работающим насосом ЭЦН до давления 60 атм., проверка герметичности устьевой арматуры и работоспособности обратного клапана затрубья и сбор жидкости глушения (при необходимости её повторного использования). Вторичная опрессовка лифта производится на выводе скважины, непосредственно перед сдачей её в режим, т.е. на установившемся динамическом уровне до давления 60 атм. (определение герметичности лифта).

10. При отсутствии замечаний заполненный эксплуатационный паспорт УЭЦН передается бригадой ТКРС цеху добычи нефти. Паспорт остается в ЦДНГ до следующего ремонта скважины и выдачи бригаде ТКРС плана работ с целью подъема этой установки.

Ответственность за качество спуска УЭЦН в скважину возлагается на мастера бригады ТКРС и персонально на всех членов бригады производивших спуск.

4.15 Вывод на режим УЭЦН

1. Вывод скважин на режим работы производится в соответствии с технологическими инструкциями, разработанными в НГДУ.

2. В процессе вывода на режим постоянно контролируется эхолотом уровень жидкости в скважине, дебит установки по ЗУ, буферное и затрубное давление, рабочий ток и сопротивление изоляции УЭЦН. Вывод скважин на режим без контроля и немедленной регистрации в паспорте УЭЦН этих параметров является нарушением технологической дисциплины. Контроль производится: для скважин, пласт которых еще не заработал, а также для оборудованных УЭЦН5А - каждые 15 мин; для прочих категорий - ежечасно, до момента выхода на режим.

3. Скважина считается вышедшей на режим работы в том случае, если дебит ее соответствует рабочей характеристике насоса, динамический уровень установился на постоянной отметке и объем жидкости отобранный из скважины равен двум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2 объемов использованной при ремонте жидкости глушения. Работа УЭЦН в периодическом режиме не считается режимной работой.

4. В случае задержки появления подачи и меньшего дебита необходимо определить правильность направления вращения валов УЭЦН - фазировки - по опрессовочному давлению, развиваемому УЭЦН (при правильной фазировке оно больше и растет значительно быстрее).

5. Приток жидкости из пласта определять по восстановлению уровня в скважине после остановки насоса. Если этот приток соответствует номинальной производительности насоса, скважину переводят на постоянный режим работы с обязательным ежедневным периодическим контролем уровня, дебита и давлений.

6. До начала запуска скважин переводимых на УЭЦН, вводимых из бездействия, после КРС, или входящих в списки часто ремонтируемых и

работающих периодически, технолог цеха добычи составляет программу вывода на режим, которую контролирует и корректирует ежедневно.

7. После того как скважина с УЭЦН вышла на установившийся режим работы ЦДНГ в присутствии электромонтера ЭПУ производит контрольные замеры дебита, динамического уровня, при необходимости устанавливает штуцер, проверяет линейное, буферное и затрубное давления.

Контроль за эксплуатацией УЭЦН

1. В процессе эксплуатации УЭЦН цех добычи должен 3 раза в месяц проверять режим работы - Ндин, дебит, давления буферное, линейное и затрубное, сопротивление изоляции, работоспособность обратного клапана. Рабочий ток и напряжение питания проверяется ежедневно. При низких динамических уровнях (особенно в зимнее время - при отсутствии замеров АГЗУ) выполнение операции опрессовки УЭЦН на закрытую задвижку считать обязательным с регистрацией времени набора давления и записью результатов в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Ежемесячно должны отбираться пробы для определения обводненности, при необходимости и на КВЧ и шести компонентный состав. Полученные данные немедленно записываются в паспорт УЭЦН.

2. При необходимости, по специальному графику скважина должна подвергаться технологическим операциям для борьбы с отложениями парафина, солей, мех. примесей с отметкой об этом в паспорте УЭЦН.

3. При длительных остановках УЭЦН (более 10 дней) запуск в работу производить с прослеживанием динамического уровня и прекращать контроль работы УЭЦН только после выхода скважины на установившийся режим работы.

4. НГДУ обязано поддерживать в порядке кабельные эстакады, площадки для размещения наземного оборудования УЭЦН, подъездные пути к ним.

5. Ответственность за исполнение данных пунктов несут старший инженер и старший технолог цеха добычи нефти. При систематическом их

неисполнении ЦБПО ЭПУ имеет право отключить УЭЦН, предупредив об этом за 10 дней главного инженера НГДУ в письменном виде.

6. ЦБПО ЭПУ, по согласованному с НГДУ графику, проводит планово-предупредительный ремонт наземного электрооборудования с отметкой об этом в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Ответственность за своевременность и качество ППР несет начальник прокатного цеха ЦБПО ЭПУ.

Для транспортировки оборудования УЭЦН применяют специальный агрегат АТЭ-6, обеспечивающий механизированную погрузку и разгрузку всех узлов установки ПЦЭН. Агрегат смонтирован на шасси автомобиля КрАЗ-255Б. Для погрузки и разгрузки оборудования на платформу агрегата установлен гидравлический кран.

Перед монтажом ПЦЭН необходимо тщательно подготовить скважину для ее эксплуатации. Для этого, в первую очередь, очищают забой от песчаной пробки и возможных посторонних предметов путем промывки. Перед спуском погружного агрегата проверяют обсадную колонну от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100-150 метров, специальным шаблоном, диаметр которого несколько превышает максимальный диаметр погружного агрегата (табл.4.7).

Перед спуском агрегата в скважину, для облегчения его сборки и сохранения целостности кабеля, тщательно центрируют вышку относительно устья скважины.

Таблица 4.7 Техническая характеристика шаблона

Насос	Max диаметр агрегата	Min дополнительный диаметр обсадной колонны	Размеры элементов шаблона, мм						
			D	d ₁	d ₂	d ₃	l	L	h
ЭЦН 5	116	121,7	119	73	75	89	150	100	120
ЭЦН 5А	124	130	127	73	75	89	150	100	120
ЭЦН 6	137	144,3	140	73	75	89	150	100	120

Перед монтажом установки проводят линию электропередачи напряжением 380В от силового трансформатора до скважины. Перед доставкой погружного центробежного насоса на скважину, тщательно осматривают и

проверяют все оборудование в соответствии с инструкцией по эксплуатации. В насосе свободное вращение вала от руки при помощи шлицевого ключа: при крутящем моменте не более $6 \text{ Н} \cdot \text{м}$, вал насоса должен вращаться без заеданий. В электродвигателе сопротивление изоляции обмотки статора при температуре $С^{\circ}$, мегомметром на 500 или 1000 В, не должно быть менее 100 МОм. Проверяют пробивное напряжение трансформаторного масла, которым заполняется двигатель, оно должно быть более 20 кВ, а так же герметичность двигателя и вращение вала. Вал должен вращаться свободно без заеданий при приложении крутящего момента не более $0,1 \text{ Н} \cdot \text{м}$.

Проверяется также и изоляция кабеля, сопротивление изоляции между жилами и броней при температуре $20С$ должно превышать 100 МОм/км. Герметичность кабельной муфты проверяют опрессовкой трансформаторным маслом при температуре $90-100С$ и давлении 1 МПа в течении 30 минут. Утечка масла не допускается. Во всех элементах погружной установки должно быть проверено наличие шлицевой муфты, которая свободно заходит на вал при любом взаимном расположении шлицев.

Для спускоподъемных операций применяется механизированный кабельный барабан. Он устанавливается не ближе 15-17 метров от устья скважины в поле зрения машиниста. Ось барабана должна быть перпендикулярна линии, соединяющей центры барабана и устья скважины. Кабель, идущий в скважину, должен спускаться с верхней части барабана.

Наибольшее распространение получили установки для перевозки и перемотки кабеля: УПК-2000 и УНРКТ-2М. Установка УПК-2000 выпускается в двух вариантах: санный вариант УПК-2000СН и колесный УПК-2000ПМ. Эти установки механизмируют наматывание и разматывание кабеля при СПО на скважинах с погружными насосами, а так же позволяют погружать, транспортировать кабельные барабаны. Станция управления обеспечивает синхронную работу установки УПК-2000ПМ и подъемного агрегата, и позволяет управлять установкой с поста, вынесенного на устье скважины. Максимальная длина перевозимого кабеля 2000 метров.

Погружное оборудование монтируют на устье скважины непосредственно перед его спуском. Для этого необходимо выполнить следующие операции:

1. Установить хомут-элеватор на электродвигателе, поднять ПЭД с мостков, после чего опустить в скважину до посадки хомута на колонный фланец обсадной колонны и снять предохранительную крышку.

2. При помощи элеватора поднять протектор над скважиной, проверить вращение вала протектора и ПЭД шлицевым ключом, установить свинцовую прокладку на электродвигатель, соединить вал протектора с валом двигателя шлицевой муфтой и наконец соединить протектор с ПЭД.

3. Снимают крышку кабельного ввода ПЭД и кабельной муфты, измеряют сопротивление изоляции электродвигателя, которое должно быть более 100 МОм.

4. Поднять электродвигатель над устьем скважины и через обратный клапан основания электродвигателя закачивают масло, до появления его через отверстие токоввода.

5. Вывинтить пробку обратного клапана протектора и ввинтить на ее место штуцер заправочного насоса с жидким маслом, масло закачивать до появления его в спускном отверстии протектора.

6. После прокачки масла в протектор, снимают хомут с электродвигателя и опускают его в скважину до посадки хомута протектора на колонный фланец. Закрепив плоский кабель на корпусе протектора, приподнимают собранную часть установки из скважины, проверяют вращение вала, сопротивление изоляции между жилами и броней кабеля, вращение двигателя.

7. Поднимают нижнюю секцию насоса, проверяют наличие шлицевой муфты и свободное вращение вала и соединяют насос с протектором.

8. Устанавливают защитные кожухи плоского кабеля строго на одной линии. Далее устанавливают верхнюю и среднюю секции насоса и аналогично защитные кожухи плоского кабеля.

9. После спуска первой НКТ на колонный фланец устанавливают пьедестал с открытым затвором, для защиты кабеля от механических повреждений. Кабель крепят к трубам стальными поясами на расстоянии 0,2-0,5 м от верхнего и нижнего торцов муфты.

10. После спуска двух-трех НКТ устанавливают обратный клапан, и накручивают муфту сливного клапана.

Запрещается производить монтаж УЭЦН при температуре ниже -35°C и силе ветра более 10 м/сек, при осадках в виде мокрого снега и дождя (если нет защитного укрытия зоны монтажа от прямого попадания осадков).

Ответственность за качество монтажа возлагается на электромонтера и начальника цеха проката ЦБПО ЭПУ, ответственность за безопасное производство работ на скважине несет мастер бригады ТКРС. В случае нарушения монтажником технологии монтажа, мастер бригады ТКРС имеет право приостановить производство работ с отметкой об этом в паспорте УЭЦН и немедленным извещением диспетчерской службы предприятия, осуществляющего ремонт скважины, ЦИТС НГДУ и ЦБПО ЭПУ.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 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:

1. Подготовительные работы 10ч.
2. Подъем оборудования из скважины 30ч.
3. Монтаж нового оборудования от 5ч.
4. 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, $\rho=1,03 \text{ г/см}^3$. 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 УЭЦН-60-1800 на УЭЦН-80-1800: $q_1=44,1$ т/сут. и после проведения $q_2=60,3$ т/сут.

5.2 Расчет параметров экономической эффективности

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 $Q_1 = q_1 * T_k * K_{\text{Э}} * K_U = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1156,2$ тн.

$$\begin{aligned}
Q_2 &= 44,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1039,2 \text{ тн.} \\
Q_3 &= 44,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1144,5 \text{ тн.} \\
Q_4 &= 44,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1102,2 \text{ тн.} \\
Q_5 &= 44,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1133,1 \text{ тн.} \\
Q_6 &= 44,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1090,8 \text{ тн.} \\
Q_7 &= 44,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1121,4 \text{ тн.} \\
Q_8 &= 44,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1115,7 \text{ тн.} \\
Q_9 &= 44,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1073,7 \text{ тн.} \\
Q_{10} &= 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ тн.} \\
Q_{11} &= 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ тн.} \\
Q_{12} &= 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3 \text{ тн.}
\end{aligned}$$

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.

$$Q_1 = 13235,4 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$\begin{aligned}
Q_1 &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.} \\
Q_2 &= 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ тн.} \\
Q_3 &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.} \\
Q_4 &= 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ тн.} \\
Q_5 &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ тн.} \\
Q_6 &= 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ тн.} \\
Q_7 &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ тн.} \\
Q_8 &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ тн.} \\
Q_9 &= 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ тн.} \\
Q_{10} &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ тн.} \\
Q_{11} &= 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ тн.} \\
Q_{12} &= 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ тн.}
\end{aligned}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

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

$$Q_{11} = 19335,6 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{11} - Q_1$$

$$\Delta Q = 6100,2 \text{ тн.}$$

5.3 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_3^1 * Q_1 = 9 * 13235,4 = 119118,6 \text{ руб.,}$$

где C_3^1 - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_4^1 * Q_1 = 3,48 * 13235,4 = 46059,3 \text{ руб.,}$$

где C_4^1 – сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C_5^1 * Q_1 = 51,6 * 13235,4 = 682946,7 \text{ руб.,}$$

где C_5^1 – сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C_8^1 * Q_1 = 135,3 * 13235,4 = 1790749,5 \text{ руб.,}$$

где C^1_8 – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C^1_9 * Q_1 = 6,9 * 13235,4 = 91324,2 \text{ руб.},$$

где C^1_9 - цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C^1_{10} * Q_1 = 118,5 * 13235,4 = 1568394,9 \text{ руб.},$$

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

Сумма условно-постоянных расходов остаётся неизменной при изменении объёма добычи нефти, то есть:

$$C_{1.3} = C_{2.3} = C_{13} * Q_1$$

$$C_{1.4} = C_{2.4} = C_{14} * Q_1$$

$$C_{1.5} = C_{2.5} = C_{15} * Q_1$$

$$C_{1.8} = C_{2.8} = C_{18} * Q_1$$

$$C_{1.9} = C_{2.9} = C_{19} * Q_1$$

$$C_{1.10} = C_{2.10} = C_{110} * Q_1$$

Определяем условно – постоянные затраты на 1т. нефти после проведения мероприятия:

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} \quad (3)$$

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} = 119118,6 / 19335,6 = 6,16 \text{ руб.}$$

$$C_4'' = C_{2.4} / Q_{II} = 46059,3 / 19335,6 = 2,37 \text{ руб.}$$

$$C_5'' = C_{2.5} / Q_{II} = 682946,7 / 19335,6 = 35,4 \text{ руб.}$$

$$C_8'' = C_{2.8} / Q_{II} = 1790749,5 / 19335,6 = 92,7 \text{ руб.}$$

$$C_9'' = C_{2.9} / Q_{II} = 91324,2 / 19335,6 = 4,71 \text{ руб.}$$

$$C_{10}'' = C_{2.10} / Q_{II} = 1568394,9 / 19335,6 = 81,1 \text{ руб.}$$

Расчёт условно-переменных затрат

По условно-переменным затратам расходы на тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C^1_1 * Q_1 = 4,83 * 13235,4 = 63926,7 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C^1_1 * Q_{11} = 4,83 * 19335,6 = 93390,9 \text{ руб.},$$

где C^1_1 - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C^1_2 * Q_1 = 49,2 * 13235,4 = 65118,8 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C^1_2 * Q_{11} = 49,2 * 19335,6 = 951311,5 \text{ руб.},$$

где C^1_2 - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти.

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C^1_6 * Q_1 = 0,6 * 13235,4 = 7941,3 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C^1_6 * Q_{11} = 0,6 * 19335,6 = 11601,4 \text{ руб.},$$

где C^1_6 - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти.

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C^1_7 * Q_1 = 2,4 * 13235,4 = 31764,9 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C^1_7 * Q_{11} = 2,4 * 19335,6 = 46405,4 \text{ руб.},$$

где C^1_7 - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C^1_{11} * Q1 = 89,1 * 13235,4 = 1179274,2 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C^1_{11} * Q11 = 89,1 * 19335,6 = 1722801,9 \text{ руб.,}$$

где C^1_{11} - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Затраты до проведения мероприятия и после

№ п/п	Наименование затрат	Сумма затрат				Откло- нения
		До проведения мероприятий		После проведения мероприятий		
		всего	1 т.	всего	1т.	
1	Расходы на эл. энергию по извлечению нефти	63926,7	4,83	93390,9	4,83	-
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	651181,8	49,2	951311,5	49,2	-
3	Основная заработная плата производственных рабочих	119118,6	9	119118,6	6,16	-2,84
4	Отчисления на социальные нужды	46059,3	3,48	46059,3	2,37	-1,11
5	Амортизация скважин	682946,7	51,6	682943,7	35,4	-16,2
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	7941,3	0,6	11601,4	0,6	-
7	Расходы на технологию подготовки нефти	31764,9	2,4	46405,4	2,4	-
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	1790749,5	135,3	1790749,5	92,7	-42,6
9	Цеховые расходы	91324,2	6,9	91324,2	4,71	-2,19
10	Общепроизводственные расходы	1568394,9	118,5	1568394,9	81,1	-37,4
11	Прочие производственные расходы	1179274,2	89,1	1722801,9	89,1	-
12	Производственная себестоимость валовой продукции (∑ п.п. 1...11)	6232682,1	470,91	7124104,3	368,57	- 102,34

5.4 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Расчёт основной заработной платы

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

Таблица 5.2 – Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

№ п/п	Профессия	Кол-во	Разряд	Затраты времени, час	Часовая тарифн. ставка	Сумма зар. платы, руб.
1	Мастер ЦПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2	Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3	Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4	Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5	Оператор глуш.скважин	1	6	8	84,56	676,48
6	Оператор ДНГ	1	7	2	84,56	169,12
7	Стропальщик	1	6	8	84,56	388,48
8	Стропальщик	1	5	8	84,56	388,48
9	Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10	Слесарь КИП и А	1	7	4	94,92	379,68
11	Итого					20769,82

Заработную плату определяем по формуле:

$$З_p = Ч * Т * С_2 \quad (4)$$

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:

$$Д_p = З_{p.п.} * Н_{пр} / 100, \quad (5)$$

где Н_{пр} – размер премии в % от повременного заработка (для разных категорий разный).

Д_р мастер ПРС = 2594,9*50/100 = 1297,45 руб.

Др мастер ЦДНГ = $235,9 \cdot 50 / 100 = 117,95$ руб.

Др оператор ПРС(8раз) = $8357,58 \cdot 50 / 100 = 4178,79$ руб.

Др оператор ПРС(6раз) = $6849,36 \cdot 50 / 100 = 3424,68$ руб.

Др оператор доб.нефти = $169,12 \cdot 30 / 100 = 50,73$ руб.

Др строп (6раз) = $388,48 \cdot 30 / 100 = 116,54$ руб.

Др строп (5раз) = $548,8 \cdot 30 / 100 = 164,64$ руб.

Др электромонтаж = $569,52 \cdot 30 / 100 = 170,85$ руб.

Др слесарь КИПиА = $379,68 \cdot 30 / 100 = 113,90$ руб.

$\Sigma Д_r = 9838,47$ руб.

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

$$З_{рас.} = \Sigma З_p + \Sigma Д_r, \quad (6)$$

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

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

$$З_{р.к.} = З_{рас.} \cdot K_p = 30608,29 \cdot 1,5 = 45912,44 \text{ руб.},$$

где K_p – районный коэффициент к зарплате

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

$$З_{сев} = З_{рас} \cdot H_{сев} / 100, \quad (7)$$

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

$$З_{сев} = З_{рас} \cdot H_{сев} / 100 = 30608,29 \cdot 50 / 100 = 15304,15 \text{ руб.}$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$З_{общ.осн.} = (З_{р.к.} + Д_{сев.}) \cdot N = (45912,44 + 15304,15) \cdot 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$

Расчет дополнительной заработной платы:

$$З_{доп.} = З_{общ} \cdot q / 100, \quad (8)$$

$$З_{доп.} = З_{общ} \cdot q / 100 = 61216,8 \cdot 11 / 100 = 6733,82 \text{ руб.},$$

где q – размер дополнительной заработной платы в % от основной заработной платы (принимается $q = 11\%$).

Расчет отчислений на социальные нужды:

$$O_{\text{с.н.}} = (Z_{\text{обш}} + Z_{\text{доп.}}) * O'' / 100 \quad (9)$$

где: O'' - размер отчислений на соц. Нужды в % от $Z_{\text{обш}}$ и $Z_{\text{доп}}$

$$O_{\text{с.н.}} = (61216,59 + 6733,82) * 30 / 100 = 20385,12 \text{ руб. } (O'' = 30\%).$$

Расчёт стоимости материалов.

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$C_{\text{м}} = C_{\text{м}} * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.};$$

где $C_{\text{м}}$ – цена материала, руб.;

M – количество материала, расход на проведение мероприятия;

N – число скважин.

Таблица 5.3 – Расходы на материалы

№ п/п	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во скважин	Кол-во матер.	Цена за единицу мат.	Общая стоимость материала в руб.
1	Раствор глушения	т	1	30	100	3000

Расчёт стоимости электроэнергии.

По формуле

$$C_{\text{э/э}} = N_{\text{э/э}} * T_{\text{р}} * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.},$$

где $N_{\text{э/э}}$ – норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч;

$T_{\text{р}}$ – время проведения мероприятия, час.;

N – число скважин.

Расчет амортизации основных фондов

$$A = C_{\text{п}} * N * N_{\text{а}} / 100; \quad (10)$$

где:

$C_{\text{п}}$ – балансовая стоимость единицы оборудования, руб.;

N – количество оборудования;

$N_{\text{а}}$ – норма амортизации.

Полученные значения сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Расходы на амортизацию оборудования при проведении мероприятия

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость ед-цы оборудования, руб.	Норма амортизации	Сумма амортизации, руб.
1	Погружной центробежный насос УЭЦН	1	117450	18,3	21493,35
2	Емкость V = 25 м ³	1	10200	11,2	1142,4
4	Вагон – «Кедр 4Ю»	1	110000	14,3	15730
5	Электроплита	1	4500	11	495
6	Приемные мостки	1	95460	20	19092
7	Вагон инструменталка	1	19560	14,3	2797,08
10	Итого, А - годовая				60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_m = \Sigma A_g * T_p / T_k, \quad (11)$$

где T_k – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.;

$$T_k = 365 * 24 = 8760 \text{ час.};$$

T_p – время проведения мероприятия.

$$A_m = 60749,83 * 81 / 8760 = 561,72 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = C^2_{\text{усл.}} * T_p * N, \quad (12)$$

где $C^2_{\text{усл.}}$ – стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники

T_p - время работы единицы транспорта или спец.техники при проведении мероприятия, час.

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 5.5.

№ п/п	Наименование	Затраты времени, ч.	Стоимость 1ч. работы, руб.	Общая стоимость услуг, руб.
1	Цементированный агрегат ЦА - 320	22	47,38	1042,36
2	Подъемник АПРС - 40	81	62,81	5087,61
3	Трактор К - 700	10	77,55	775,5
4	Автомашина «Урал» -375 (трубовоз)	16	38,22	613,12
5	Автомашина «Урал»-Вахта	30	38,77	1163,1
6	Автоцистерна АЦН - 12	18	32,53	585,54
7	Площадка КРАЗ - 255	10	58,45	584,5
8	Автокран ЗИЛ – 130, КС -2561	8	69,45	570,8
9	Итого:			10422,53

$$\text{Сусл.} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$\text{Спр} = (\text{Зпр} * \text{Пр}) / 100, \quad (13)$$

где: Пр – размер прочих расходов в % от прямых затрат (Пр = 4%)

Зпр – прямые затраты

$$\text{Зпр} = \text{Зобщ} + \text{Здоп} + \text{Ос.н.} + \sum \text{Змат.} + \text{Зэ/э} + \text{ЗМБП} + \text{Ар} + \text{Зусл.}, \quad (14)$$

$$\text{Зпр} = 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 10422,53 = 102716,68 \text{ руб.}$$

$$\text{Спр} = (102716,68 * 4) / 100 = 4108,67 \text{ руб.}$$

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$\text{Сцех.} = \text{Зпр.} * \text{Цр} / 100, \quad (15)$$

где: Цр – размер цеховых расходов в % от прямых затрат

$$\text{Цр.} = 14\%$$

$$\text{Сцех.} = (102716,68 * 14) / 100 = 14380,34 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$\text{Зсм.} = \text{Зпр.} + \text{Спр.} + \text{Сцех.} = 102716,68 + 4108,67 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.}$$

Расчёт сводим в таблицу:

Таблица 5.6 – Затраты на проведение мероприятия

№ п/п	Статьи затрат	Суммы, руб.
1	Основная заработная плата	61216,59
2	Дополнительная заработная плата	6733,82
3	Отчисления на социальные нужды	20385,12
4	Расходы на материалы	3000
5	Расходы на электроэнергию	396,9
6	Амортизация основных фондов	561,72
7	Услуги собственные, вспомогательные и со стороны	10422,53
8	Всего прямых затрат	102716,68
9	Прочие расходы	5135,83
10	Цеховые расходы	14380,34
10	Итого (Единовременные затраты):	122232,85

5.5 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:

$$\text{ЭГ} = (C_1 - C^1_2) * Q_{11}, \quad (16)$$

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

C^1_2 – себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C^1_2 = (C^r_2 + Z_{\text{ед}}) / Q_{\text{II}}, \quad (17)$$

где: C^r_2 – сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.

$Z_{\text{см.}}$ – сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C^1_2 = (7124104,3 + 122232,85) / 19335,6 = 374,76 \text{ руб./т}$$

$$\text{ЭГ} = (470,91 - 374,76) * 19335,6 = 1859117,94 \text{ руб.}$$

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

$$\text{Э}^{\text{уд}}_{\text{Г}} = \text{ЭГ} / Q_{11} = (C_1 - C_{12}) = (470,91 - 374,86) = 96,05 \text{ руб./т.}$$

5.6 Расчёт прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по оптимизации ЭЦН определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = \Pi_2 - \Pi_1, \quad (18)$$

где Π_2 и Π_1 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\text{Ц} - C_1) * Q_1$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,91) * 13235,4 = 16267497,8 \text{ руб.}$$

$$П_2 = (Ц - C_{12}) * Q_{11}$$

$$П_2 = (1700 - 374,86) * 19335,6 = 25622376,98 \text{руб.}$$

$$\Delta П = 25622376,98 - 16267497,8 = 9354879,18 \text{руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta \text{ Пуд.} = \Delta П / Q_{11} = 9354879,18 / 19335,6 = 483,82 \text{руб./т.}$$

5.7 Техничко-экономические показатели

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Изменения технико-экономических показателей

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1	Годовой объем добычи нефти	т.	13235,4	19335,6	+6100,2
2	Дебит скважины	т/сут.	44,1	60,3	+16,2
3	Годовая себестоимость нефти без единовременных затрат	руб.	6232682,1	7124104,3	+891422,2
4	Себестоимость 1т. нефти с учетом единовременных затрат	руб.	470,91	374,76	-96,15
5	Условно годовая экономия на 1т. нефти	руб.		1859117,94	
6	Прирост прибыли	руб.	9354879,18		

Вывод: в результате перевода скважины с УЭЦН-60-1800 на УЭЦН-80-1800 дебит нефти увеличился на 16,2т. в сутки, что составляет 6100,2т. годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизилась на 96,15 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 1859117,94руб., что дает прирост прибыли 9354879,18руб./год.

Следовательно, перевод скважины с УЭЦН-60-1800 на УЭЦН-80-1800 является экономически эффективным мероприятием.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная безопасность при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН

Производственная безопасность - это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность (риск) воздействия на работающих опасных производственных факторов до приемлемого уровня.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса на В*** месторождении в таблице 1.

Таблица 1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при УЭЦН.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Выполнение работ по установке электроцентробежного насоса на В*** месторождении Новосибирская область.		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Повышенное значение напряжения	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	НПБ 105-03 ППБ 01-2003 НПБ 110-99 СНиП 21-01-02-85
	Воздействие вредных газов и паров, запыленности		ГОСТ 12.1.005-76
	Превышение уровня шума		ГОСТ 12.1.003-83
	Превышение уровня вибрации		СНиП 2.2.4/2.1.8.566-96
	Метеорологические условия		ГОСТ 12.1.005-88 СНиП 2.04.05.86
	Пониженный уровень освещенности		СНиП I – 4-79

Воздействие вредных газов и паров, запыленность.

Площадка, как правило, засыпаются песком чтобы исключить скользкие места в зимний период , поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-76.

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свище, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании природных газов и поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК H_2S – 0,1 мг/м³ (ГОСТ 12.1.005-76.) Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро-и взрывоопасность объекта. Для борьбы с воздействием данного фактора необходимо применять средства защиты дыхательных путей СИЗОД (расператоры, лепестки).

Превышение уровня шума.

Процесс добычи ископаемых связан с работой множества приводов и механизмов, которые издают различные шумы. Для снижения шума необходимо применять различные методы коллективной защиты:

1. Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения;
2. Рациональное размещение оборудования;

3. Борьба с шумом на путях его распространения, в том числе изменения направленности излучения шума;

4. Использование средств звукоизоляции, звукопоглощение и установка глушителей шума, в том числе акустическая обработка поверхностей помещения.

Таблица 2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999г)

Рабочие места	Уровень звукового давления , Дб, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука эквивалентные уровни звука, Дба.
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятия	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Борьба с шумом заключается , в поглощение его источника. Для снижения механического шума необходимо смазывать трущиеся места механизмов, проводить своевременный ремонт оборудования, применять балансировку вращающихся частей. Снижения шума в электрических машинах путем изменения их конструкции.

Превышение уровня вибрации.

Одним из важным моментом в работе оборудования является его вибрация, в результате не отбалансированных его узлов, элементов или особенности конструкции. В целом вибрация сказывается разрушающим характером для него.

Для борьбы с вибрацией оборудования, к их элементам конструкции применять материалы поглощающие вибрацию, в частности специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для поглощения общей вибрации оборудования использовать виброгасящие фундаменты.

Метеорологические условия.

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добычи из пластов – это работа, в основном, на открытом воздухе, а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами, частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до $+50^{\circ}\text{C}$) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Для снижения влияния метеорологических условий необходимо применять, спецодежду установленного образца исходя из климатических условий района где выполняются работы по добычи из пластов. А так же оборудования мест обогрева и отдыха персонала в течение рабочего времени, и отведение времени из рабочего времени на данные мероприятия.

В районах с жарким и очень жарким климатом в служебных помещениях и в жилых комнатах общежитий вахтовых поселков должны быть установлены кондиционеры.

Пониженный уровень освещенности.

В процессе работы на персонал влияет фактор пониженного освещенности рабочего места. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию, кроме того вызывать утомление всего организма в целом. Освещение должно обеспечивать работу без напряжения зрения.

На площадках используется естественное, совмещенное и искусственное освещение. Для освещения помещений применяется газоразрядные лампы низкого и высокого давления – люминесцентные, натриевые, металлогенные, дуговые ртутные лампы.

Освещение делятся на рабочее, аварийное, охранное. Рабочее включает в себя стационарное, местное, ремонтное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру производственной площадки. Ремонтное освещение необходимо запитать от источника пониженного напряжения 12- 42 В. При выполнении точных работ, следует использовать переносные светильники.

Движущиеся машины и механизмы.

Опасность для персонала представляет движение механизмов и узлов оборудования. Для предотвращения травматизма необходимо проводить инструктажи по ТБ. Определить маршруты безопасного прохода персонала к рабочим местам, с указанием их, используя соответствующие информационных таблички. Механизмы выполняющие движущие либо вращающие функции должны быть обеспечены защитными кожухами, если не возможна установка их, выполняется ограждение опасного механизма.

Электробезопасность при эксплуатации скважин с УЭЦН.

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования УЭЦН обычно находятся на расстоянии друг от друга и часть

кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а следовательно и вероятность несчастного случая. Электрический ток, протекая через тело человека, производит термическое, механическое, электролитическое, биологическое действие.

К электротравмам относят электрический удар, при котором происходит сокращение различных мышц, что приводит к судорогам, нарушению сердечной деятельности и остановке дыхания. Остановка сердца связана с фибрилляцией – хаотичное сокращении сердечной мышцы.

Таблица 3 – Предельно допустимые уровни (ПДУ) напряжений прикосновения и сила тока по ГОСТ 12.1.038 – 82

Род и частота тока	Нормируемая величина	ПДУ при t,с.	
		0,01-0,08	Свыше 1
Переменный	УД	650В	36В
	ИД	-	6мА
Постоянный	УД	650В	40В
	ИД	-	15мА

Для защиты персонала от возможного поражения током необходимо, чтоб работы связанные с монтажом (демонтаж) погружного агрегата УЦЭН и его обслуживание допускается электротехнический персонал, знающих схемы подключения, прошедших обучения, стажировку, а так же проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности. Работы выполнять в СИЗ (диэлектрических перчатках).

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

В процессе работы УЦЭН все трубопроводы находятся под давлением. Для замера и контроля за давлением должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами. Конструкция устьевого оборудования должна обеспечивать возможность снижения давления в затрубном пространстве, а так же закачку жидкости для глушения скважины. Персонал в течении смены должен производить контроль за работой оборудования в частности и за давлением в трубопроводах, с помощью показаний манометров и заносить в журнал установленной формы. Проверять герметичность

флянцевых соединений, кроме того, проверяют правильность настройки регуляторов давления и предохранительных устройств (предохранительные запорные клапаны, клапаны блокировки, сбросные и отсекательные клапаны).

Пожаробезопасность при эксплуатации скважин с УЭЦН.

Площадки по откачки пластовой жидкости являются опасным исходя из пожарной безопасности объектом, в зависимости от рода откачиваемой жидкости присваивается категория по пожарной безопасности. Опасным фактором для человека является открытый огонь, продукты горения токсичных продуктов, повреждение и обрушение здания, взрыв. Для предотвращения пожара необходимо выполнять ряд профилактических мероприятий:

1. Предотвращать образование горючей среды.
2. Предотвращать образование в горючей среде источников зажигания.
3. Уменьшение объема горючей среды.
4. Контроль за исправностью электрооборудования.

Территории должны быть оборудованы пожарные щиты, с необходимыми первичными средствами тушения. Персонал должен быть проинструктирован по поведению в случаях пожарной ситуации, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения, владеть информацией по эвакуации с объекта.

Для тушения пожара используют следующие средства пожаротушения: ручные пенные огнетушители типа ОП, углекислотные огнетушители ОУ-2, пенопроизводящие установки – пеносмесителя, воздушнопенные стволы, генераторы высококоротной пены, гидранты и другие средства.

6.2 Экологическая безопасность при обслуживании скважин с УЭЦН

Долгосрочная политика Восточной нефтяной компании в области экологии направлена на рациональное использование сырьевой базы, последовательный переход на энергосберегающие и экологически чистые

технологии, минимизацию воздействия производственной деятельности на природную среду, восстановление нарушенных сред.

Начата реализация долгосрочных программ по оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности и на предприятиях Компании. В нефтедобыче идет масштабное апробирование современных технологий по рекультивации нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование новейшей техники и технологий ликвидации последствий аварии позволит нефтяникам за три-четыре ближайших года вернуть северной природе накопившиеся долги: восстановить почву, очистить воду.

Серьезность подходов к природоохранной работе демонстрируют нефтепереработчики Компании. Ведется реконструкция и строительство крупных природоохранных объектов. Расширяются очистные сооружения, блокооборотное водоснабжение.

Компанией ведется целенаправленная политика по реконструкции и строительству новых автозаправочных комплексов, нефтебаз. Вводимые объекты отвечают мировому уровню, снабжены сложной системой механической очистки нефтепродуктов, имеют надежную экологическую защиту.

Вопросами охраны окружающей среды в НГДУ «Стрежевойнефть» придается большое значение. При разработке и эксплуатации Советского месторождения, в процессе технологических мероприятий, происходит выделение вредных веществ. К таким объектам относятся: циркуляционная система, блок приготовления буровых растворов, дожимные насосные станции, где происходит сепарация газа, факел, емкости горюче смазочных материалов, шламовые амбары и др.

К выделяемым вредным веществам относят: углеводороды, пыль (глина, барит), окислы азота, окись углерода. В качестве мероприятий по охране атмосферного воздуха на производстве приняты следующие меры:

- установка факелов для сжигания газа;
- нейтрализация или обезвреживание выхлопных газов;

- организованный сбор и максимальная утилизация попутного газа при освоении эксплуатационных скважин;
- применение герметичных и закрытых емкостей для хранения нефти и ГСМ;
- применение технических средств и технологических процессов, предотвращающих возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов.

Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов.

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов.

Источниками организованных выбросов являются:

- резервуары, пруды-отстойники, нефтеловушки, шламонакопители (испарение нефти);
- не герметичность технологического оборудования;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

В процессе сбора, транспорта и подготовки нефти наблюдается большое количество неорганизованных источников выделения вредных веществ, к ним относятся:

- нефтяные скважины,
- установки замера продукции скважин,
- сепарационные установки,
- дожимные насосные установки,
- нефтесборные пункты,
- установки подготовки газа,
- компрессорные станции,

- промышленные газопроводы,
- установки предварительного сброса воды.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается в первые несколько лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добычи нефти, относятся к 1-4 классу опасности.

Сернистый ангидрид (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК- 10 мг/м^3 . Токсичность резко возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует “эффект суммации” вредных веществ.

Оксид углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3 , для населенных мест- $3,0 \text{ мг/м}^3$. Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Оксид азота NO - бесцветный газ, быстро окисляется до NO_2 - двуокиси азота. NO - кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м^3 , населенных мест $0,085 \text{ мг/м}^3$. Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота NO_2 вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест- $0,085 \text{ мг/м}^3$.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации $0,005\text{-}0,010 \text{ мг/м}^3$. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина- $5,0 \text{ мг/м}^3$.

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при

сборе, транспорте, подготовке и хранении нефти выделяют в атмосферу углеводороды.

Сажа - обладает хорошей летучестью, долго держится в воздухе, образует устойчивое облако в местах выделения (ПДК- 0,15 мг/м³). Содержит в своем составе канцерогенные 3, 4- бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, токсичные соединения металлов.

На территории месторождения находится котельная центрального товарного парка. При ее работе в атмосферу выбрасываются окись углерода, окислы азота и сернистый газ. Определение валовых выбросов и максимумов приземных концентраций этих ингредиентов было выполнено инструментальным методом лабораторией охраны окружающей среды ОАО «Н****».

Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу на ЭВМ показал, что котельные, работающие на газе, являются экологически безопасными объектами. Выбросы от котельных можно принять за величину ПДВ (предельно- допустимые выбросы).

Нефтяные резервуары являются основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу.

Источники загрязнения водоемов и почв

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями почв и водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно- активные вещества и минеральные соли. К основным узлам промыслового оборудования, являющимися источниками загрязнения, относятся следующие:

1. Устья скважин и прискважинные участки (аварийный разлив нефти возможен при нарушении герметичности в устьевой арматуре, при проведении работ по освоению скважин, подземному и капитальному ремонту).

2. Мерники и трапы групповых и индивидуальных сборных установок (утечки нефти и ее разлив возможны при переливах через верх мерников, очистке мерников и трапов от грязи и парафина).

3. Сборные резервуарные парки (разлив нефти может происходить при спуске сточных вод из резервуаров, при переливе нефти через верх резервуаров).

4. Неплотности или разрыв промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводов (возможны попадания нефти и пластовых вод на природные объекты).

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Буровые отходы, кроме большого количества механических примесей, содержат значительное количество различных химических реагентов и добавок (нефть, гипан, КМЦ- 600, сульфанол, ГКЖ- 10, ТПФН и др.).

Для многих компонентов бурового раствора ПДК не определены.

Буровые сточные воды (БСВ), скапливаемые в отстойно- накопительных котлованах, загрязнены диспергированной глиной, смазочными маслами, нефтью, химическими реагентами, выбуренной породой, минеральными солями.

Содержание механических примесей в БСВ достигает 1,2 г/л, pH колеблется в диапазоне от 7,7 до 10, содержание растворенных и эмульгированных нефтепродуктов достигает 200 мг/л, бихроматная окисляемость- 600 мгО₂/л, а минерализация- 2,6 г/л.

Высокоминерализованные пластовые воды, поступающие в горизонты пресных вод за счет межпластовых перетоков, а также на поверхность в случае негерметичности обсадных колонн скважин, извлекаемые при испытаниях скважин на приток жидкости- относятся к опасным загрязнителям, вызывающим засоление подземных и поверхностных вод и земель. Степень минерализации пластовых вод изменяется в пределах от 0,1 до 400 г/л.

Влияние нефтедобычи на водные объекты, почву и растительность

Протока Пасол, протекающая по центральной пойме р.Оби принимает воды притоков более низкого порядка, собирает все загрязнения поверхностных вод района и переносит их в р. Обь. По данным многолетних наблюдений отмечено увеличение к устью пр. Пасол:

- содержание Cl от 8,4 мг/л (выше Советского месторождения) до 17,7 мг/л (ниже ЦТП) в теплый период и соответственно от 10,6 до 31,9 мг/л, в зимний;
- содержание аммония NH_4 повсеместно превышает ПДК в 2-10 раз (0,5- 1,3 мг/л) увеличиваясь к устью до 3,0 мг/л, что свидетельствует об органическом загрязнении;
- химическое потребление кислорода (ХПК) изменяется по течению пр. Пасол от 40 до 70 мг/л в теплый период и от 50 до 80 мг/л, в холодный;
- количество растворенного кислорода уменьшается по течению на 1 мг/л;
- возрастает амплитуда колебаний растворенных солей и в устье сухой остаток иногда достигает 2000 мг/л;
- содержание нефтепродуктов увеличивается по течению от 0,08- 0,09 до 0,31- 0,35 мг/л (1,5-7 ПДК).

Результаты анализов речной воды показывают, что в осенне-зимний период наблюдается превышение ПДК по всем рассмотренным показателям и дефицит кислорода.

В период половодья при снижении содержания NH_4 , Fe, ХПК, сохраняется превышение их ПДК в 2- 10 раз, а КВЧ увеличивается до 240 ПДК. КВЧ способствуют заиливанию водоемов и окисляясь, приводят к дефициту кислорода.

Река Обь относится к рыбохозяйственному водоему, ПДК нефтепродуктов составляет 0,05 мг/л, концентрации 2,5- 5,0 мг/л расцениваются как опасные. В концентрациях выше 0,025 мг/л нефть оказывает действие на физико-химические свойства воды, которое выражается в извращении процессов нитрофикации, возрастании окисляемости. Нефть в концентрации 5-10 ПДК вызывает асинхронность развития и гибель части эмбрионов осетровых, сиговых рыб, приводит к нарушению нормального физиологического развития личинок. Уменьшается видовое разнообразие и численность планктонных организмов. Опасность нефтяного загрязнения усугубляется способностью всех гидробионтов в разной степени накапливать нефть, включать ее компоненты в состав тканей, которые передаются по биологической цепи, конечным звеном которой является человек.

Густая сеть лежневых дорог и трасс трубопроводов приводит к нарушению естественной системы стока болотных вод.

При рубке леса основная часть древесины находится в виде древесно-земельных завалов, это захламляет территорию, ухудшает санитарное состояние и повышает пожарную опасность.

Восстановление растительного покрова на насыпных грунтах буровых площадок протекает замедленно, 30 % покрытия почвы обеспечивается на 4-5 год.

Глубина просачивания нефти зависит от гранулометрического состава почв. Почвы с легким механическим составом (супесь, пески) пропитываются на глубину до 70 см, с тяжелым механическим составом (суглинки, глины)- до 45 см.

На торфяно-болотных почвах она проникает на глубину 20-30 см и, в основном, растекается в горизонтальном направлении. В местах скопления нефти с глубины 12-15 см отмечается накопление нефти в виде битума.

Исследованиями почв, загрязненных нефтью, выполненными с 1986 года Томским НИИ биологии и биофизики (район ДНС-1, 11, 9, 6 Советского месторождения) установлено, что при этом происходит склеивание структурных отдельностей, создаются анаэробные условия, нарушается окислительно-восстановительный потенциал, теряется способность впитывать и удерживать влагу.

Резко увеличивается содержание углерода (за счет углерода нефти), что приводит к ухудшению азотного режима почв, уменьшается содержание нитритного азота, подвижного фосфора и обменного кальция, необходимых для жизнедеятельности организмов. Это отрицательно влияет на интенсивность микробиологических и биохимических процессов самоочищения почвы.

К общей особенности этих почв относятся резкое падение гумуса и уменьшение до 5-10 % (от общего углерода почвы) наиболее ценных гуминовых кислот, в незагрязненных почвах степень гумификации (до 18 %) органического вещества.

Загрязнением подземных вод считается ухудшение их естественных свойств, физико-химических и биологических показателей в результате технологического воздействия на них в размерах, превышающих способность среды к самоочищению, что делает эту воду частично или полностью непригодной для использования. При этом в пресных и подземных водах увеличивается минерализация, повышается содержание ряда компонентов (хлоридов сульфатов кальция, железа и т.п.), появляются несвойственные им вещества и микроорганизмы, изменяются температура, pH, органолептические свойства и другие показатели качества воды.

При некачественной проверке скважин, их ликвидации нередко отмечается нарушение естественной обстановки в зоне активного водообмена пресных и минеральных вод. Загрязнение происходит при поглощении

промывочной жидкости, нефтяных ваннах, затрубных межкомплексных перетоках, аварийного фонтанирования.

Фильтрация из наземных сооружений вблизи скважин буровых промывочных растворов, промстоков, химреагентов, а также разливы и инфильтрация загрязняющих веществ поверхности земли.

При фильтрации нефти и нефтепродуктов с поверхности земли загрязняются прежде всего грунтовые воды. Нефть протекает в почвенный слой, встречаясь с зеркалом подземных вод, она активно растекается по горизонтам. При фильтрации всего 1 м³ нефти, площадь участка с нефтяным загрязнением поверхностного слоя грунтовых вод превышает 5000 м².

К числу опасных, значительных по масштабам загрязнений пресных и минеральных вод относится “скрытое” загрязнение геолого-гидрологической среды вследствие перетоков из глубоких горизонтов высокоминерализованных вод. Процесс может длиться многие годы после некачественной проводки или ликвидации скважин.

Это приводит к нарушению химического состава и уровня режима пресных подземных вод, что особенно выражено в зоне расположения нагнетательных скважин.

Основные загрязняющие вещества, формирующие техногенные потоки - нефть, нефтепродукты, газовые смеси, пластовые высокоминерализованные воды, реагенты буровых растворов. В состав последних входят: неорганические кислоты и соли, в том числе соединения тяжелых металлов, ПАВ, фенолы, нефтепродукты и т.п.

Можно выделить следующие типы загрязнения подземных вод: химическое, углеводородное и тепловое.

1. Химическое загрязнение проявляется в увеличении общей минерализации вод против фоновой, в росте концентраций отдельных макро- и микроэлементов, в появлении несвойственных им минеральных и органических соединений.

2. Углеводородное (нефтяное) загрязнение, являющееся разновидностью химического, оказывает существенное негативное воздействие на геолого-гидрологическую среду вследствие высокой токсичности и миграционной способности отдельных компонентов нефти. Опасность нефтяного загрязнения для качества подземных вод увеличивается вследствие весьма ограниченных возможностей их самоочищения.

3. Тепловое загрязнение выражается в увеличении против фоновой температуры подземных вод.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде (ГОСТ Р22.0.05-94).

Помещения и наружные установки в зависимости от способности к образованию взрывоопасных смесей или возгоранию находящихся в них материалов и веществ делятся на взрывоопасные и пожароопасные. А – Взрывопожароопасные; Б- Взрывопожароопасные; В1-В4 пожароопасные; Г,Д.

Установку электроцентробежного насоса отнесем к категории «Б» по следующему критерию: В аварийной ситуации на работающем оборудовании могут выделяться взрывопожароопасные пары нефти и газа.

На месте эксплуатации УЭЦН учитывая климатические условия можно спрогнозировать виды ЧС:

а) природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;

- сильные морозы (ниже -40°C);
- метели и снежные заносы.

б) техногенного характера:

- пожара;
- разлива нефти;
- отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

- увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, резкое сокращение потоков в сырьях через печи, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;
- отказ регуляторов на печах, аппаратах, повышение давления на выкиде насосов;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- низкая производственная дисциплина;
- несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, при выполнении погрузочно – разгрузочных работ;
- несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Создание поражающих факторов для людей (а также техники, промышленной инфраструктуры, экологии или финансового положения предприятия) возможно при реализации запасенных на объекте, в данном случае ДНС, энергии и веществ.

На рабочем месте оператора УЭЦН должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- Переносные огнетушители.
- Асбестовая ткань (войлок, кошму).
- Ящики для песка.
- Бочки для хранения воды.

Мероприятия по повышению устойчивости работы предприятий в ЧС.

Повышение устойчивости предприятий к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения ряда мероприятий:

- а) обваловка емкостей с горючими и химически опасными веществами в расчете на удержание полного объема хранящихся в них жидкостей;
- б) покрытия огнезащитной краской или обмазкой деревянных конструкций; оснащения средствами пожаротушения в соответствии с нормами;
- в) обучение операторов УЭЦН действиям по безопасной остановке оборудования, своевременный и регулярный инструктаж по пожарной безопасности;
- г) укомплектование инструментов и запасными частями.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах крайнего Севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день значительная роль в добыче нефти по северному району Новосибирской области подлежит фонду скважин, оборудованных УЭЦН. Широкое применение электроцентробежных насосов приходится на эксплуатацию высокодебитных и малодебитных скважин, имеющих различную высоту подъема жидкости.

По В*** месторождению на 01.01.2015 г. скважины, оборудованные УЭЦН, составляют 94% от общего механизированного фонда. Таким образом, контроль эффективности и повышение надежности установок электроцентробежных насосов является залогом стабильности добычи нефти на В*** нефтяном месторождении.

Действующий фонд скважин на В*** месторождении по способам эксплуатации разделяется на эксплуатацию установками электроцентробежными насосами (УЭЦН)- 100 %. Таким образом очевидно, что особого внимания и контроля требует фонд скважин, которые оборудованы УЭЦН. В данной работе были рассмотрены причины отказов УЭЦН, также проанализирована динамика изменения межремонтного периода скважин и пути его увеличения. Обнаружилось, что в основном причиной для отказа УЭЦН способствуют механические примеси (28 %).

Кроме того был проведен анализ типоразмеров насосных установок и выявилось, что на В*** месторождение эксплуатационный фонд скважин состоит из УЭЦН- 400 (15%), УЭЦН- 80 (15%) и УЭЦН-60 (15%) в большей степени по отношению к другим типоразмерам.

Анализируя эффективность работы фонда скважин, которые оснащены УЭЦН на В*** месторождении по данным технологических режимов следует сделать вывод, что большая часть фонда скважин – 72% ведет работу в оптимальном режиме и только 28% скважин не имеют соответствия оптимальному режиму работы. Это говорит о том, что специалисты НГДУ, проводя тщательный отбор и подбор оборудования, а также оптимальный

режим при его эксплуатации, что в свою очередь дает фонду скважин работать достаточно эффективно.

?

?

?

?

?

?

?

