

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Системный анализ причин отказов установок электроцентробежного насоса при добыче нефти»

УДК 622.276.054.2047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Коротченко Роман Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Вазим А.А	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017г.

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

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Коротченко Роману Константиновичу

Тема работы:

«Системный анализ причин отказов установок электроцентробежного насоса при добыче нефти»	
Утверждена приказом директора	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные по отказом УЭЦН на месторождениях Т. и Л., фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие понятия об установке электроцентробежного насоса 2. Характеристика, состав и устройство установок электроцентробежных насосов, режимов их работы. 3. Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схемы устройства узлов и деталей УЭЦН 2. Графики различных зависимостей 3. Графическое представление шифров тех или иных модулей УЭЦН 4. Фотографии и картинки узлов и деталей УЭЦН 5. Диаграмма распределения отказов УЭЦН на месторождениях Т. и Л.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Вазим А.А
Социальная ответственность	Грязнова Е.Н
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			10.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Коротченко Р.К.		10.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Коротченко Роману Константиновичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавр	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение мероприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы и нормы в отношении расходов (издержек) труда; нормативы и нормы в отношении применения мощностей в производстве, а также нормы продолжительности их освоения; финансовые нормы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Принять значение налогообложения, ставок налогов, дисконтирования, в соответствии с действующими на сегодняшний день законами.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определение необходимых вложений и полученной прибыли для проведения внедрения технологии.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определить экономический эффект от внедрения технологии за 2016, 2017, 2018 годы. Определить срок окупаемости проекта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Вазим А.А.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Коротченко Роману Константиновичу		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Коротченко Роману Константиновичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов. Назначение объекта исследования – механическая добыча флюида из скважины.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p>Вредные факторы: Пониженная температура окружающей среды, производственные шумы.</p> <p>Опасные факторы: Электробезопасность, большой вес эксплуатируемого оборудования, давление в системах работающих механизмов, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>защита селитебной зоны</p> <p>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>разработать решения по обеспечению экологической охране окружающей среды.</p>	<p>Воздействия на атмосферу: пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей.</p> <p>Воздействия на гидросферу: разливы химических реагентов; подтёки ГСМ.</p> <p>Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и талыми водами в результате нарушения гидроизоляции и обваловки на кустовых площадках;</p>

	осаждение твердых выбросов из атмосферных осадков.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: удар электрическим током; падение с высоты массивного оборудования; розлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Коротченко Роман Константинович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц, 8 таблицы, 36 рисунков, 31 источник.

Ключевые слова: УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, ОТКАЗЫ, ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ, ОСЛОЖНЕНИЯ, АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ, НАРАБОТКА НА ОТКАЗ, СКВАЖИНА, НЕФТЬ.

Объектом исследования является установка электроцентробежного насоса. Цель исследования – комплексный анализ причин отказов УЭЦН, в частности, на месторождениях Л. и Т., а также рассмотрение возможных методов продления безаварийной работы установок.

В выпускной квалификационной работе многосторонне рассмотрена установка электроцентробежного насоса для добычи нефти, а также явления и процессы, связанные с ней. Рассмотрен вопрос поиска причин отказов УЭЦН, рассмотрены основные факторы, осложняющие работу установки. Также, приведены некоторые способы борьбы с осложняющими факторами, способные увеличить наработку на отказ установки. На основе полученных результатов проведен анализ причин отказов на месторождениях Т. и Л. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ТМС – телеметрическая система;

ТУ – технические условия;

ГОСТ – государственный стандарт;

СУ – станция управления ;

ПО – программное обеспечение;

МП – механические повреждения;

РС – расчленение, слом;

НГ – негерметичность;

КВЧ – количество взвешенных примесей;

ННО – наработка на отказ;

ГРП – гидроразрыв пласта;

БРХ – блок реагентного хозяйства;

ГТМ – геолого–технические мероприятия;

МФА – многофакторный анализ;

СНП – снижение производительности;

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей пластовых флюидов;

НТП – научно-технический прогресс;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ЧТС – чистая текущая стоимость;

РД – рабочая документация;

СНиП – строительные нормы и правила;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ ОБ УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ЕЕ РАБОТЫ. ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ	12
1.1 Краткая историческая справка.....	12
1.2 Принцип работы установки электроцентробежного насоса.....	14
1.3 Действие осложняющих факторов	16
2 ХАРАКТЕРИСТИКА, СОСТАВ И УСТРОЙСТВО УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, РЕЖИМОВ ИХ РАБОТЫ	18
2.1 Характеристики погружных электроцентробежных насосов.....	18
2.2 Погружной центробежный насос	22
2.3 Спускной и обратный клапаны.....	23
2.4 Погружной электродвигатель	24
2.5 Термоманометрическая система.....	26
2.6 Газосепараторы и диспергаторы	27
2.7 Гидрозащита	30
2.7.1 Двухкорпусная гидрозащита	31
2.7.2 Однокорпусная гидрозащита.....	32
2.8 Кабельные линии	33
2.9 Трансформатор.....	36
2.10 Станция управления погружным асинхронным электродвигателем.....	39
2.11 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине.....	45
3 АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА....	54
3.1 Виды отказов	54
3.2 Осложнения и их влияние на работу установки	59
3.2.1 Вредное влияния газа на работу насоса и способы борьбы с ним.....	59
3.2.2 Вредное влияние механических примесей на работу установки и способы борьбы с ними.....	60
3.2.3 Вредное влияние солеотложений на работу установки и способы борьбы с ними	66
3.2.4 Влияние кривизны ствола скважины и глубины спуска насоса и методы борьбы с данными осложнениями	69
3.2.5 Влияние температуры пластовой жидкости.....	71
3.3 Вывод по разделу 3.2	72
3.4 Анализ отказов установок электроцентробежного насоса на месторождениях Т. и Л.....	72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	75
4.1 Экономическая эффективность внедрения двухсторонних установок электроцентробежного насоса на Мамонтовском месторождении	75
5 ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
5.1 Анализ вредных и опасных факторов, возникающих в процессе эксплуатации фонда скважин.....	82
5.2 Пониженная температура окружающей среды	82
5.3 Загазованность воздуха рабочей зоны	83
5.4 Электрический ток	84
5.5 Давление в системах работающих механизмов	84
5.6 Пожаровзрывобезопасность кустовых площадок.....	86
5.7 Основные мероприятия по обеспечению безопасности условий труда.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, в нефтяной отрасли используется сложное и дорогостоящее оборудование. Все это оборудование имеет определённый рабочий ресурс, то есть минимальное время наработки на отказ, определяемое нормативно-технической документацией. Однако зачастую оборудование выходит из строя преждевременно, что влечет за собой большие затраты времени и средств на его замену или ремонт. В связи с этим, поиск причин преждевременного выхода из строя оборудования, анализ этих причин и выработка рекомендаций способных продлить безаварийный период работы оборудования является актуальной проблемой. В данной дипломной работе поставленная проблема решается относительно УЭЦН. Известно, что в Российской Федерации наибольшие объёмы добычи нефти приходится именно на долю УЭЦН, поэтому поставленная проблема имеет особенно большой приоритет.

Итак, объектом исследования является УЭЦН, целью – комплексный анализ причин отказов УЭЦН, в частности, на месторождениях Л. и Т., а также рассмотрение возможных методов продления безаварийной работы установок. Поставленная цель достигается путем решения следующих задач в определенной последовательности:

- Представить общее понятие об оборудовании и явлениях, о которых пойдет речь в данной работе.

- Дать детальное представление о УЭЦН, рассмотреть его основные возможности, описать отдельные элементы, режимы работы, рассмотреть процесс подбора УЭЦН к скважине.

- Рассмотреть какие именно элементы УЭЦН могут выходить из строя, найти наиболее подверженные поломкам элементы.

- Проанализировать существующие на сегодняшний день способы поиска и анализа причин отказов УЭЦН.

-Изучить основные факторы (причины), осложняющие работу УЭЦН, приводящие к его поломкам, описать некоторые способы уменьшения вредного воздействия этих факторов.

- Произвести расчет экономической эффективности одного из способов борьбы с осложняющими факторами.

-Применить полученные результаты к анализу причин отказов на Т. и Л. месторождениях.

Структура работы выполнена в виде поэтапного решения поставленных выше задач. Гипотеза состоит в том, что в случае достижения цели дипломной работы будет возможно пользоваться полученными результатами и выводами для оптимизации работы УЭЦН.

1 ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ ОБ УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ЕЕ РАБОТЫ. ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Краткая историческая справка

Установки электрических погружных центробежных насосов относятся к классу бесштанговых установок и играют в нефтедобывающей промышленности России определяющую роль по объему добываемой нефти. Они предназначены для эксплуатации добывающих скважин различной глубины с различными свойствами добываемой продукции: безводная маловязкая и средней вязкости нефть; обводненная нефть; смесь нефти, воды и газа [11]. УЭЦН очень универсальное оборудование, диапазон подач которого 10 – 1000 м³/сут, напор может превышать 3000 м, КПД установок самый высокий среди всех механизированных способов добычи. Также УЭЦН имеет гибкую систему дистанционного управления, позволяющую добиться требуемого рабочего режима [2].

Создателем первого в мире УЭЦН является наш соотечественник Арутюнова Армаиса Саркисович. Первые промысловые эксперименты с установкой погружного центробежного насоса были проведены А. Арутюновым в Бакинских нефтяных месторождениях [27].

Позже российский изобретатель эмигрировал в США, где основал фирму REDA. Первые серийные образцы насосов компания Армаиса стала выпускать в 1926 году. Арутюнов А. получил патент США на свою погружную установку, где открыл принципиальные особенности нового способа добычи нефти. В дальнейшем, конструкция установки все время совершенствовалась, адаптируясь к усложняющимся условиям эксплуатации. В 1930 году компания меняет свое название на REDA Pump и еще долгие годы занимает лидирующие позиции на рынке погружных центробежных электронасосов.

В СССР Работы по конструированию, исследованию и внедрению глубинных бесштанговых насосов осуществлялись особым конструкторским бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН), которое в эти годы являлось головной организацией по этому виду оборудования.

ОКБ БН было создано 1 сентября 1950 года по приказу Министра нефтяной промышленности Н. Байбакова. Создание ОКБ БН было закономерной необходимостью. К этому времени были открыты новые нефтяные месторождения в Татарии, Башкирии, Поволжье. Для осуществления планов по резкому повышению добычи нефти в стране необходимо было адекватное высокопроизводительное погружное оборудование. К этому времени советские нефтяники по достоинству оценили положительный опыт эксплуатации установок погружных центробежных насосов на примере 53 комплектов, полученных в 1943 году из США по ленд-лизу. Изготовителем этих УЭЦН была фирма РЭДА. Со спуска первой погружной центробежной установки в 1928 году УЭЦН являются одним из главных видов высокопроизводительного оборудования для добычи нефти: в настоящее время более 84000 нефтяных скважин РФ эксплуатируются УЭЦНами.

Большую роль в быстром ознакомлении в СССР с УЭЦНами сыграла поездка советских специалистов в США на фирму РЭДА. В составе этой делегации был и основатель ОКБ БН Александр Антонович Богданов. Следует лишний раз подчеркнуть большую помощь, оказанную советским специалистам Армаисом Арутюновым. Благодаря этой помощи и благодаря самоотверженной работе первых сотрудников ОКБ БН – энтузиастов своего дела, первая отечественная установка УЭЦН в рекордно короткие сроки, была спущена 10 марта 1951 в скважину треста «Октябрьнефть» объединения «Грознефть».

1.2 Принцип работы установки электроцентробежного насоса

Подъем жидкости из скважины осуществляется за счет работы электроцентробежного насоса, функциональная схема которого представлена на рисунке 1. Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого или плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления.

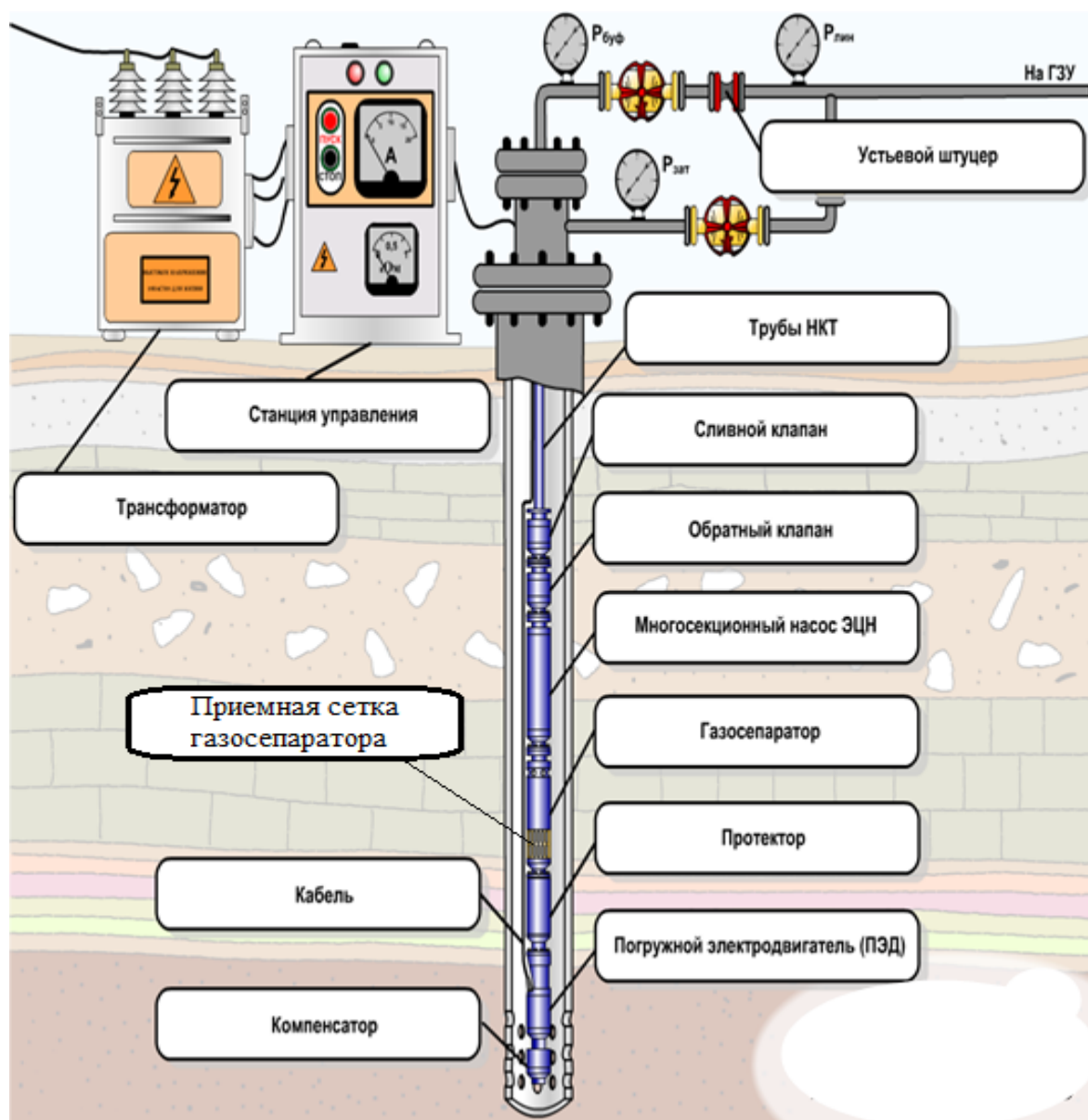


Рисунок 1 – Принципиальная схема устройства УЭЦН [19]

Физический принцип работы данного насоса основан на сообщении определенной кинетической энергии от вращающегося на валу рабочего колеса (Рисунок 2), имеющего полые каналы, к потоку движущейся жидкости, которая в результате получения ускорения движется вверх вдоль стенок направляющего аппарата.

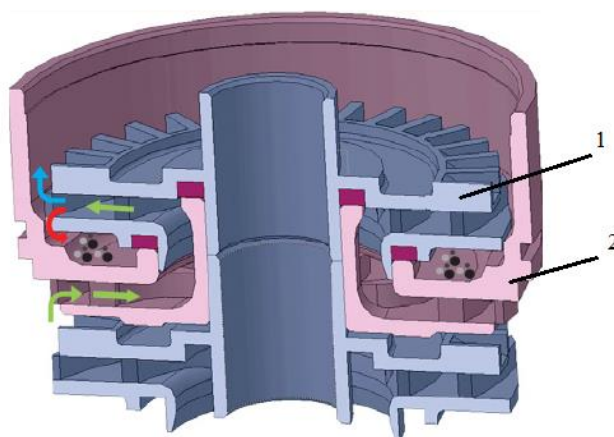


Рисунок 2 – Движение потока жидкости в ступени ЭЦН [7]

Затем жидкость последовательно поступает в следующий направляющий аппарат и рабочее колесо, приобретая новую порцию кинетической энергии. Рабочая пара колесо – направляющий аппарат называется ступенью ЭЦН. Ступени (Рисунок 3) расположены в секциях ЭЦН. Жидкость в секции попадает через приемную сетку газосепаратора. Таким образом, при подъеме жидкости происходит превращение кинетической энергии движения жидкости, в потенциальную энергию столба этой жидкости. После прохождения секций ЭЦН жидкость через обратный и спускной клапаны попадает в НКТ и движется по ней вверх, до устья скважины. Источником вращательного движения вала, на который насажены рабочие колеса, и все остальные вращающиеся элементы установки, является погружной асинхронный трехфазный электродвигатель. Управление асинхронным двигателем осуществляется при помощи находящейся на поверхности станции управления. Ток к двигателю подается через кабельную линию 4 с поверхности. Более подробно установка

электроцентробежного насоса, ее основные элементы и режимы работы будет рассмотрена во главе 2.



Рисунок 3 – Секция ЭЦН

1.3 Действие осложняющих факторов

Как известно, на сегодняшний день большинство нефтяных месторождений РФ находится на 3 и 4 стадии разработки. С каждым днем увеличивается малodeбитный фонд скважин, условия извлечения углеводородов становятся все сложнее. На территории Западной Сибири большинство скважин имеет глубины более 2 км, причем стволы скважин имеют значительные отклонения углов от вертикали. Помимо этого извлекаемая нефть зачастую имеет высокое количество растворенного газа, механических примесей, смол. Пластовые воды содержат большое количество солей, которые негативно сказываются на работе оборудования. Эти и многие другие негативные факторы приводят к осложнениям работы УЭЦН и преждевременным выходам оборудования из строя. Причем стоит отметить, что технологии, используемые в изготовлении УЭЦН, постоянно совершенствуются, однако одновременно усложняются и условия работы насосов.

Совокупное действие осложняющих факторов на работу насоса снижает рентабельность эксплуатации оборудования, а порой сводит ее на нет. В связи с этим, одной из значимых задач стоящих перед нефтяными и сервисными компаниями, работающими с УЭЦН, является сведение к минимуму действия осложняющих факторов. Однако чтобы эффективно бороться с проблемой

необходимо ее детально представлять. Очень важно понять какие именно причины приводят к поломкам УЭЦН, как это происходит, и в каком соотношении. Выяснив эти вопросы можно приступать к проведению защитных мер оборудования от влияния тех или иных осложнений.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА, СОСТАВ И УСТРОЙСТВО УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, РЕЖИМОВ ИХ РАБОТЫ

2.1 Характеристики погружных электроцентробежных насосов

Основными показателями, характеризующими рабочие параметры УЭЦН, являются зависимости напора, КПД и потребляемой мощности от подачи насоса. Данные зависимости представляются в виде графиков. Причем в паспорте установки эти зависимости представлены при работе на воде плотностью 1000, поэтому при расчете насоса к скважинным условиям необходим пересчет его параметров. Пример подобной зависимости представлен на рисунке 4 и называется основной характеристикой насоса. Рациональная область работы насоса соответствует промежутку $0,75 \cdot Q_{\text{опт}} < Q < 1,25 \cdot Q_{\text{опт}}$. Как видно из графика, в этой области наиболее высокие значения КПД. При этом в левой части характеристики ($Q < 0,7 \cdot Q_{\text{опт}}$) возможно кратное увеличение уровня вибрации насоса, а в правой части насос работает с повышенными мощностными затратами, при этом происходит износ рабочих ступеней, нагрев пластовой продукции и ухудшение условий охлаждения погружного электродвигателя.

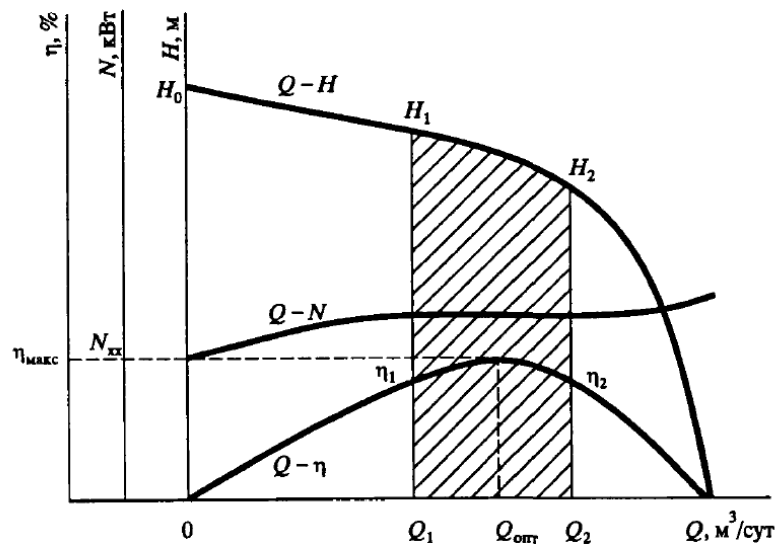


Рисунок 4 – Характеристика погружного центробежного насоса:

$Q_{\text{опт}}$ - подача насоса на оптимальном режиме работы, $\text{м}^3 / \text{сут}$; $Q_1 - Q_2$ - рациональная область работы насоса, $\text{м}^3 / \text{сут}$; Q_0 - режим нулевой подачи, $\text{м}^3 / \text{сут}$; $H_{\text{опт}}$ - напор на режиме оптимальной подачи, м; $H_1 - H_2$ - напор в рациональной области, м; H_0 - напор на режиме нулевой подачи, м; $N_{\text{хх}}$ - мощность холостого хода (при $Q = 0$), кВт; $\eta_{\text{макс}}$ - максимальный КПД насоса при $Q_{\text{опт}}$, %; $\eta_1 = \eta_2$ - минимальный КПД насоса в рациональной области, % [11]

Зависимость напора от подачи $Q-H$ называется основной характеристикой насоса. По форме основной характеристики все погружные центробежные насосы можно разделить на три типа:

- характеристика с максимальной точкой;
- пологопадающая характеристика;
- крутопадающая характеристика.

По целому ряду причин наилучшими для эксплуатации скважин являются насосы с характеристикой с максимальной точкой, а наилучшими — насосы с пологопадающей характеристикой. Как видно из рисунка 5, потеря напора в рациональной области подач для насосов с характеристикой с максимальной точкой составляет ΔH_1 ; для насосов с пологопадающей характеристикой ΔH_2 ; для насосов с крутопадающей характеристикой — ΔH_3 ; при этом $\Delta H_1 > \Delta H_3 > \Delta H_2$. Таким образом, наименьшая потеря напора в рациональной области работы насоса характерна для насосов с пологопадающей характеристикой, что является их существенным эксплуатационным преимуществом. Паспортные

характеристики погружных центробежных насосов, как уже отмечалось, получены при работе на воде. Разнообразие эксплуатационных условий скважин трансформирует водяные характеристики, иногда существенно. Основное влияние на характеристики центробежных насосов оказывают вязкость откачиваемой жидкости и содержание в жидкости свободного газа. В связи с этим обязательным является пересчет характеристики насоса на конкретную скважинную продукцию [11].

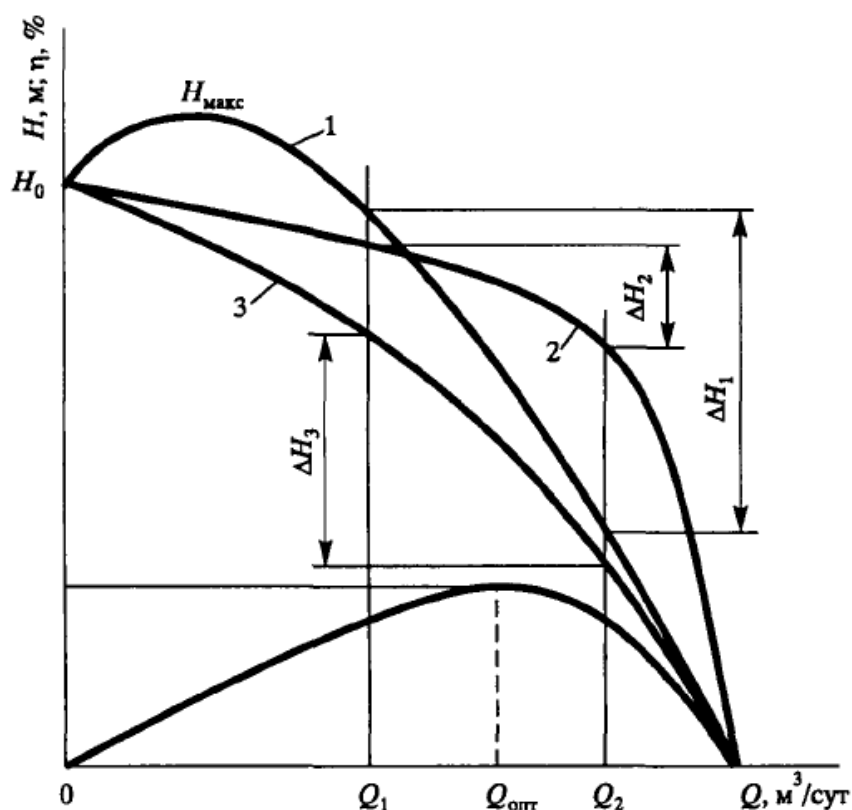


Рисунок 5 — Типы характеристик погружных центробежных насосов:
1 — с максимальной точкой; 2 — пологопадающая; 3 — крутопадающая [11]

Установки УЭЦН имеют условные обозначения для удобства записи (рисунок 6). Пример условного обозначения установки УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 6-06-1486 – 87;

Где У — установка; Э — привод от погружного двигателя; Ц — центробежный; Н — насос; М — модульный; 5 — группа насоса; 125 — подача, $\text{м}^3/\text{сут}$; 1200 — напор, м; ВК — вариант комплектации; 02 — порядковый номер варианта комплектации. Для установок коррозионностойкого исполнения перед

обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Х	ЭЦН	Х	Х	Х	ХХ	ХХ	Х	Цифра «1» обозначает насос с газосепаратором по ТУ 3665-020-00220440-94, номер модификации по ТУ 3665-026-00220440-96 или варианты конструктивного исполнения по ТУ 3631-025-21945400-97, по ТУ 3631-00217930-004-96 буква Л обозначает завод-изготовитель — «ЛЕМАЗ», цифра — номер модификации
								Центробежный насос с приводом от погружного электродвигателя
								По ТУ 3631-025-21945400-97 буква А обозначает завод-изготовитель — «АЛНАС», по ТУ 3665-004-00217780-98 буква Д обозначает двухпорность ступени, по остальным ТУ буква М обозначает модульность
								Буквы К, Т и КТ обозначают соответственно коррозионностойкое, теплостойкое или коррозионно-теплостойкое исполнения
								Группа насоса
								Подача насоса, м ³ /сут
								Напор насоса, м
								Буква Г обозначает насос, эксплуатируемый с газосепаратором по ТУ 3665-026-00220440-96

Рисунок 6 – значение шифра УЭЦН [3]

Допустимые параметры перекачиваемых сред без использования газосепараторов, для УЭЦН обычного исполнения следующие:

- Среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - 1 мм²/с;
- Водородный показатель попутной воды рН 6,0 - 8,5;
- Максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01 % (0,1 г/л);

- Микротвердость частиц - не более 5 баллов по Моосу;
- Максимальное содержание попутной воды - 99%;
- Максимальное содержание свободного газа у основания двигателя - 5%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %;
- Максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
- Температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата - не более 90 °С.

2.2 Погружной центробежный насос

Конструктивно ЭЦН (Рисунок 7) представляет собой совокупность ступеней небольшого диаметра, состоящих, в свою очередь, из рабочих колес 7 и направляющих аппаратов 6, размещаемых в корпусе насоса. Рабочие колеса, изготавливаемые из чугуна, бронзы или пластических материалов, крепятся на валу насоса со скользящей посадкой с помощью специальной шпонки.

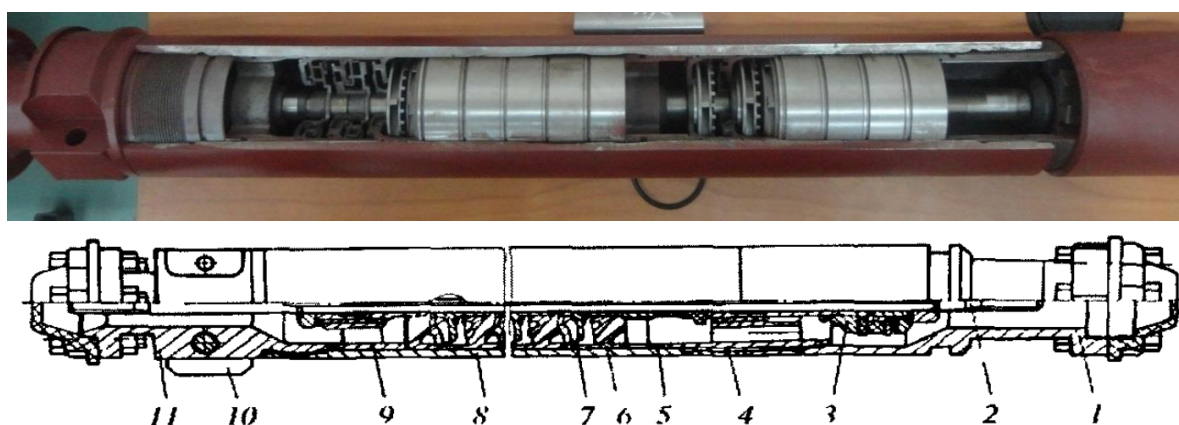


Рисунок 7 – Модуль-секция насоса:

1 – головка; 2 – вал; 3 – опора; 4 – верхний подшипник; 5- кольцо; 6- направляющий аппарат; 7 – рабочее колесо; 8 – корпус; 9 - нижний подшипник; 10 – ребро; 11 – основание
[3]

Верхняя часть сборки рабочих колес (вала насоса) имеет опорную пяту 3 (подшипник скольжения), закрепляемую в корпусе насоса которая служит для компенсации осевых нагрузок. Каждое рабочее колесо опирается на торцевую поверхность направляющего аппарата. Осевое усилие от рабочего колеса передается на нижнее текстолитовое кольцо и затем на бурт направляющего аппарата. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из отрезков длиной 400-1000 мм. Направляющие аппараты сочленяются между собой по периферийным частям, в нижней части корпуса они все опираются на нижний подшипник 9 и основание 11, а сверху через корпус верхнего подшипника 4 зажаты в корпусе. Нижний и верхний подшипниковый узел, состоящий из радиально-упорных подшипников, служит для компенсации радиальных нагрузок. Погружной центробежный насос выполняется в виде отдельных секций с большим числом ступеней в каждой секции (до 120), что позволяет собирать насос с необходимым напором [11].

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливаются из модифицированного серого чугуна и радиационно модифицированного полиамида, насосов коррозионно-стойкого исполнения - из модифицированного чугуна ЦН16Д71ХШ. Валы модулей секций комбинированной коррозионно-стойкой высокопрочной стали ОЗХ14Н7В.

2.3 Спускной и обратный клапаны

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана (Рисунок 8) [3].



Рисунок 8 – Сливной и обратный клапаны:
1 – сливной клапан; 2 – обратный клапан

2.4 Погружной электродвигатель

Основным видом погружных электродвигателей, служащих для привода центробежных насосов являются асинхронные маслозаполненные двигатели с короткозамкнутыми роторами. При частоте тока 50 Гц синхронная частота вращения их вала равна 3000 об/мин. Двигатели, как и насосы, должны иметь малые диаметры, различные для скважин с различными обсадными колоннами. Мощность двигателей достигает 500 кВт. Напряжение тока у двигателей (400—3000 В) и сила рабочего тока (от 10 до 100 А) зависит от типоразмера двигателя. Величина скольжения составляет до 6%. Малые диаметры и большие мощности вызывают необходимость увеличивать длину двигателей, которая иногда превышает 8 м.

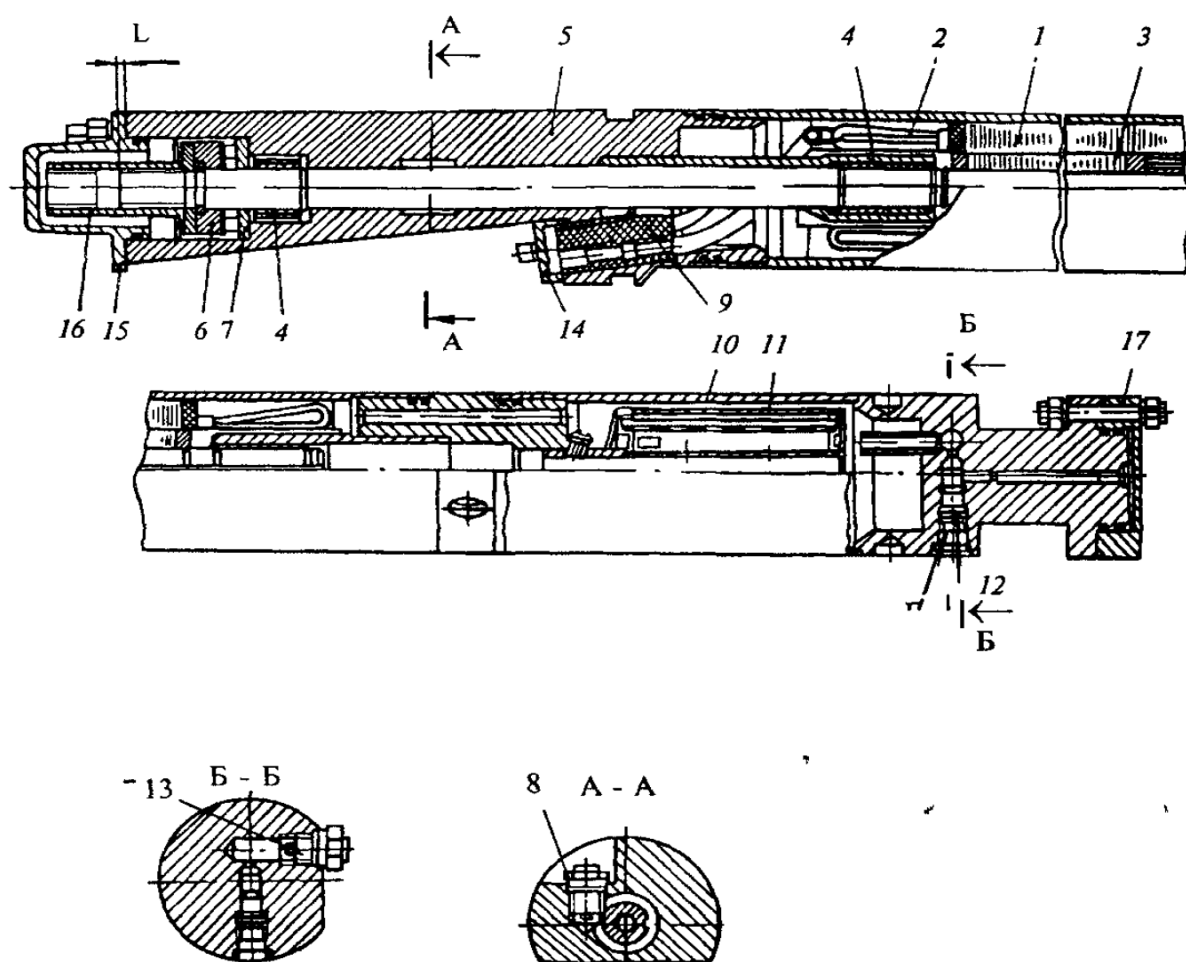


Рисунок 9 – Конструкция односекционного электродвигателя:

1 – статор; 2 – обмотка статора; 3 – ротор; 4 – втулка подшипника; 5 – головка; 6 – пята; 7 – подпятник; 8 – клапан обратный, 9 – колодка, 10 – основание, 11 – фильтр, 12 – клапан перепускной, 13 – клапан обратный; 14 – крышка кабельного ввода; 15 – крышка верхняя; 16 – муфта шлицевая, 17 – крышка нижняя [3]

Электродвигатель (рисунок 9) состоит из статора 1, ротора 3, головки 5, основания 10 и узла токоввода 9. Статор 1 представляет собой выполненный из специальной трубы корпус, в который запрессован магнитопровод из листовой электротехнической стали. В пазы статора уложена трехфазная протяжная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в звезду. Внутри статора размещается ротор 3, представляющий собой набор пакетов, разделенных между собой промежуточными подшипниками и последовательно надетыми на вал. Вал ротора выполнен пустотелым для обеспечения циркуляции масла. Пакеты ротора набраны из листовой электротехнической стали. В пазы пакетов вставлены медные стержни, сваренные по торцам с медными кольцами. В головке электродвигателя

размещен узел упорного подшипника 6, который воспринимает осевые нагрузки от веса ротора. В нижней части электродвигателя расположено основание 10, в котором размещен фильтр 11 для очистки масла.

Секционные двигатели состоят из верхней и нижней секций, которые соединяются при монтаже двигателя на скважине. Каждая секция состоит из статора и ротора, устройство которых аналогично односекционному электродвигателю. Электрическое соединений секций между собой последовательное, внутреннее и осуществляется с помощью 3-х наконечников. Герметизация соединения обеспечивается уплотнением при стыковке секций. Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей (по сопротивлению для электродвигателей диаметром корпуса 103 мм) равна 170°C, остальных электродвигателей 160°C [3].

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110°C, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения – не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения – не более 1.25 г/л;
- свободный газ (по объему) – не более 50%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 0 Мпа.
- допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

по напряжению – от минус 5% до плюс 10%; по частоте переменного тока - $\pm 0,2$ Гц; по току – не выше номинального на всех режимах работы включая вывод скважины на режим.

2.5 Термоманометрическая система

Как правило, снизу к ПЭД крепиться система ТМС, которая предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин,

оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС состоит из скважинного преобразователя (ТМСП), трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора (ТМСН), осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре. Скважинный преобразователь давления и температуры (ТМСП) выполнен в виде цилиндрического герметичного контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя или головке ПЭД и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки. Наземный прибор, устанавливаемый в станции управления УЭЦН, обеспечивает формирование сигналов на её отключение и выключение насоса по давлению и температуре, а также при установке в станции управления с частотным преобразователем используется для работы по поддержанию заданных параметров (например, давление на приеме насосной установки). В качестве линии связи и энергопитания ТМСП используется силовая сеть питания погружного электродвигателя [11].

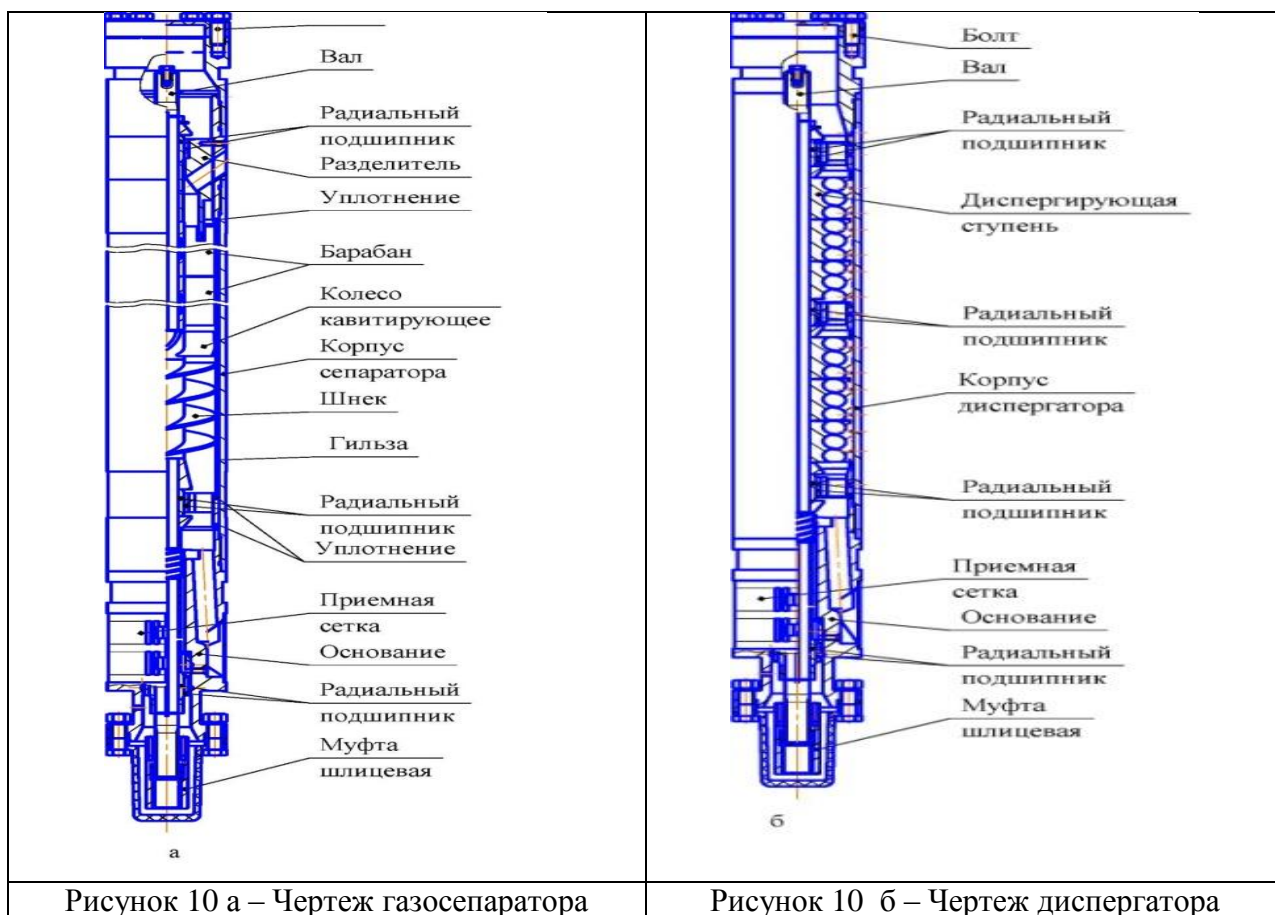
2.6 Газосепараторы и диспергаторы

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 5 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный – газосепаратор.

Газосепаратор (рисунок 10 а) устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость концентрируется в периферийной части, а газ - в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное

пространство. Газосепараторы серии МНГ имеют предельную подачу 50÷500 м³/сут, коэффициент сепарации 90%, массу от 6 до 42 кг.

Диспергаторы (рисунок 10 б) предназначены для измельчения газовых пробок в пластовой жидкости, подготовки однородной эмульсии и подачи ее на вход погружного центробежного насоса.



Газосепараторы-диспергаторы (рисунок 11) совмещает в себе конструкцию как газосепаратора так и диспергатора в одном корпусе. Применение газосепараторов-диспергаторов позволяет эксплуатировать УЭЦН при особо высоком газовом факторе (до 65 %) [3].

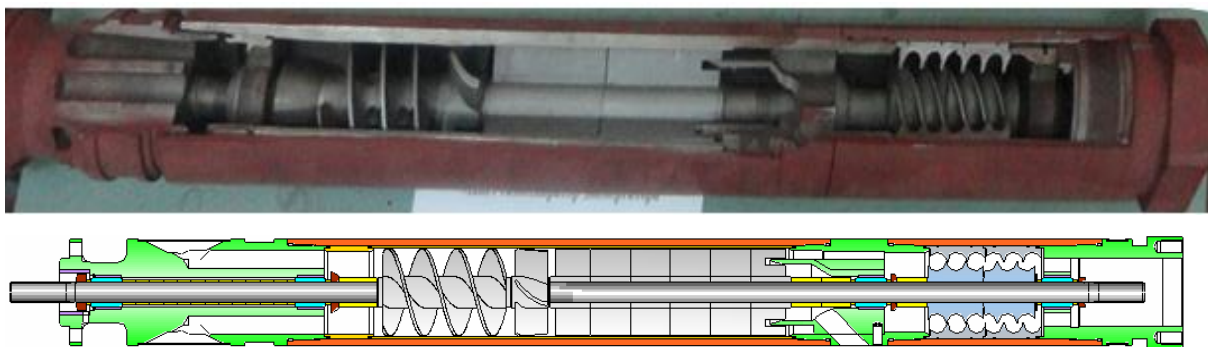


Рисунок 11 Чертеж и разрез газосепаратора-диспергатора ГДН 5

По принципиальной схеме газосепараторы, диспергаторы и газосепараторы - диспергаторы являются центробежными. Они в соответствии с рисунком 11 содержат корпус, вал, основание, приемную сетку, защитную гильзу, предохраняющую корпус от гидроабразивного износа, радиальные подшипники. Основным рабочими органами газосепараторов является барабан, колесо квитирующее и шнек, а диспергаторов - несколько диспергирующих ступеней, состоящих из шнека и обоймы. В газосепараторе-диспергаторе на едином валу устанавливаются рабочие органы газосепаратора и ступени диспергатора. Осевая опора в изделиях отсутствует. Осевое усилие передается на опору в гидрозащите. Стыки соединений уплотнены резиновыми кольцами для защиты от прорыва газа в соединении. Корпус, защитная гильза, рабочие органы газосепараторов и диспергирующие ступени диспергаторов изготавливаются из нержавеющей стали для повышения сопротивляемости гидроабразивному износу. Радиальные подшипники выполнены из релита (карбида кремния).

В процессе эксплуатации установки газожидкостная смесь через приемную сетку и отверстия в основании газосепаратора попадает на шнек и далее на колесо квитирующее. За счет приобретенного напора газожидкостная смесь поступает в барабан, снабженный радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии барабана поступает по каналам разделителя на прием насоса, газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство. При

поступлении пластовой жидкости в диспергирующие ступени диспергатора происходит измельчение газовых пробок и подготовка однородной эмульсии, которая затем подается на вход погружного центробежного насоса. В газосепараторе-диспергаторе происходят оба описанных процесса.

2.7 Гидрозащита

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

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии: открытого типа - П92; ПК92; П114; ПК114 и закрытого типа - П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К - в обозначении) исполнений.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа, далее будет рассмотрена именно она. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя. Конструкция гидрозащиты открытого типа представлена на рисунке 12 (а), закрытого типа - на рисунке 12 (б).

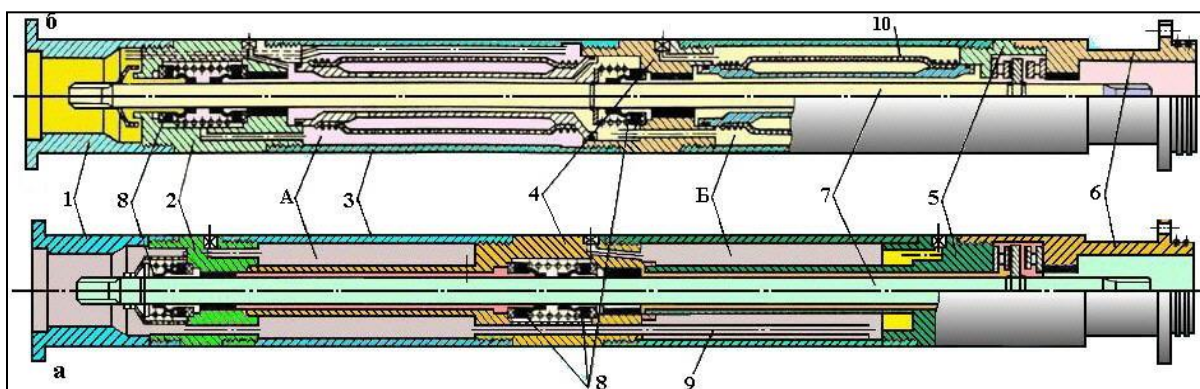


Рисунок 12 - Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов:

А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1 - головка; 2 - верхний ниппель; 3 - корпус; 4 - средний ниппель; 5 - нижний ниппель; 6 - основание; 7 - вал; 8 - торцовое уплотнение; 9 - соединительная трубка; 10 - диафрагма

Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Протектор служит для герметизации вала, передающего вращение насосу, а также для регулирования давления в системе при температурных расширениях масла и удаления газов, скопившихся в процессе работы двигателя. Протектор представляет собой маслonaполненную камеру с набором защитных и регулирующих устройств. Компенсатор служит для уравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине и компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя при его работе и остановках. Компенсатор, представляет собой камеру, образованную эластичной диафрагмой, сообщающуюся с электродвигателем.

В настоящее время погружные электродвигатели комплектуются либо однокорпусной, либо двухкорпусной гидрозащитой.

2.7.1 Двухкорпусная гидрозащита

В двухкорпусной гидрозащите (на примере модульной гидрозащиты МГ-54 производства «Алнас») компенсатор располагается в отдельном корпусе ниже электродвигателя, а протектор устанавливается между насосом и двигателем [29].

2.7.2 Однокорпусная гидрозащита

Однокорпусная гидрозащита на сегодняшний день наиболее распространена (рисунок 13) (на примере 1Г-57 производства «Алнас») и представляет собой протектор, в корпусе которого размещается компенсатор. Протектор устанавливается над электродвигателем.

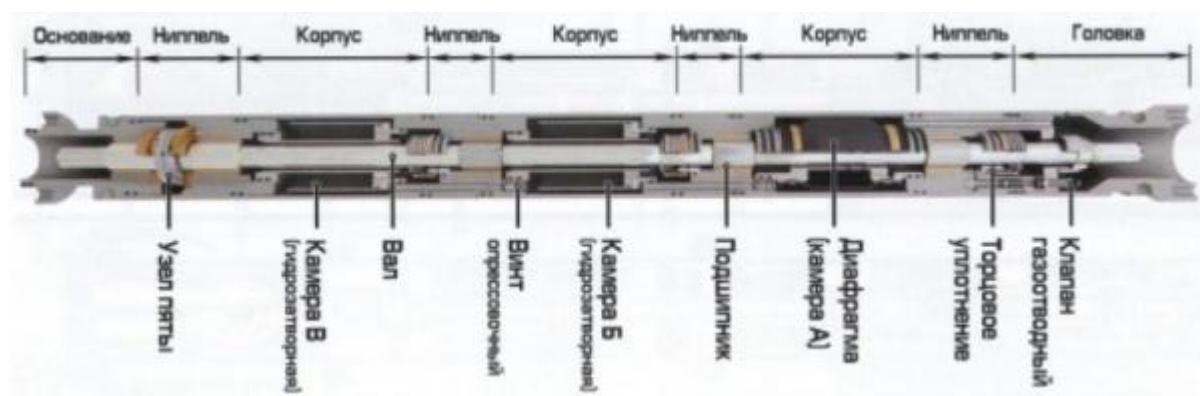


Рисунок 13 – Однокорпусная гидрозащита [29]

При спуске установки в скважину (рисунок 14 а) пластовая жидкость через отверстие в головке гидрозащиты по каналу в верхнем ниппеле поступает в полость за диффрагмой (во внешнюю полость камеры А). По мере погружения установки, вследствие увеличения гидростатического давления жидкости, диффрагма сжимается, тем самым, уравнивая давление масла в двигателе с давлением окружающей среды. При работе электродвигателя (рисунок 14 б) масло увеличивается в объёме вследствие повышения температуры. Тепловое расширение масла вызовет его перемещение по зазорам вдоль вала, через гидрозатворные камеры, в полость диффрагмы (камера А). Давление на гибкую диффрагму изнутри, вызванное притоком масла, передается наружу и вытесняет пластовую жидкость из полости за диффрагмой в скважину. При остановке двигателя масло, остывая, уменьшится в объеме и резиновая диффрагма под действием гидростатического давления, сожмется и пополнит маслом полость

электродвигателя. При этом давление масла в двигателе уравнивается с давлением окружающей среды [29].

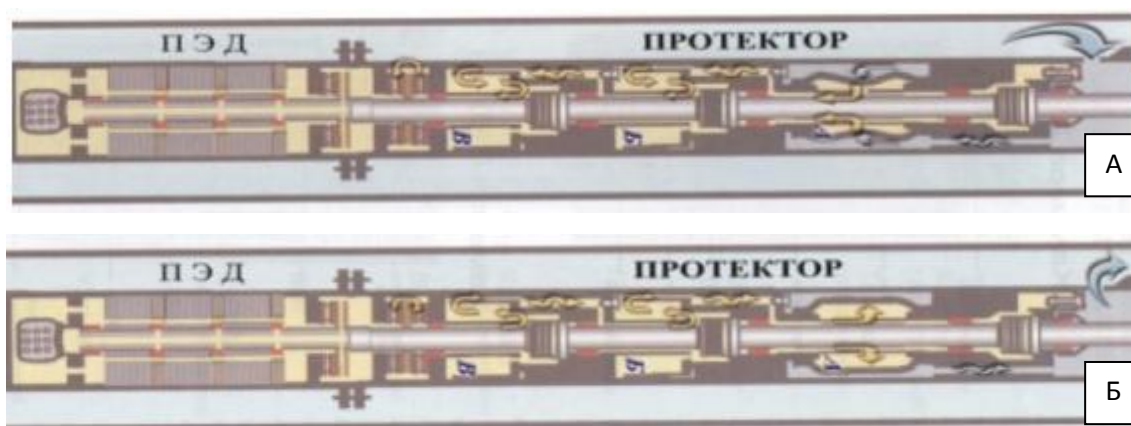


Рисунок 14 – Принцип работы однокорпусной гидрозащиты открытого типа [29]

2.8 Кабельные линии

Кабельные линии предназначены для подачи электроэнергии с поверхности земли к погружному электродвигателю. К кабельным линиям предъявляются достаточно жесткие требования — малые электрические потери, малые диаметральные габариты, хорошие диэлектрические свойства изоляции, термостойкость к низким и высоким температурам, хорошая сопротивляемость воздействию пластовой жидкости и газа и т.д. Кабельная линия состоит из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и соединенного с ним плоского кабеля удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъемной соединительной муфтой (сросткой). С помощью сростки могут быть соединены также участки основного кабеля для получения требуемой длины. Кабельная линия на основной длине чаще всего имеет сечение круглое или близкое к треугольному (рисунок 15 а). Для уменьшения диаметра погружного агрегата (кабель + центробежный насос) нижняя часть кабеля имеет плоское сечение (рисунок 15 б). Кабель выпускается с полимерной изоляцией, которая накладывается на жилы кабеля в два слоя. Три

изолированные жилы кабеля соединяются вместе, накрываются предохраняющей подложкой под броню и металлической броней. Металлическая лента брони предохраняет изоляцию жил от механических повреждений при хранении и работе, в первую очередь — при спуске и подъеме оборудования [3].

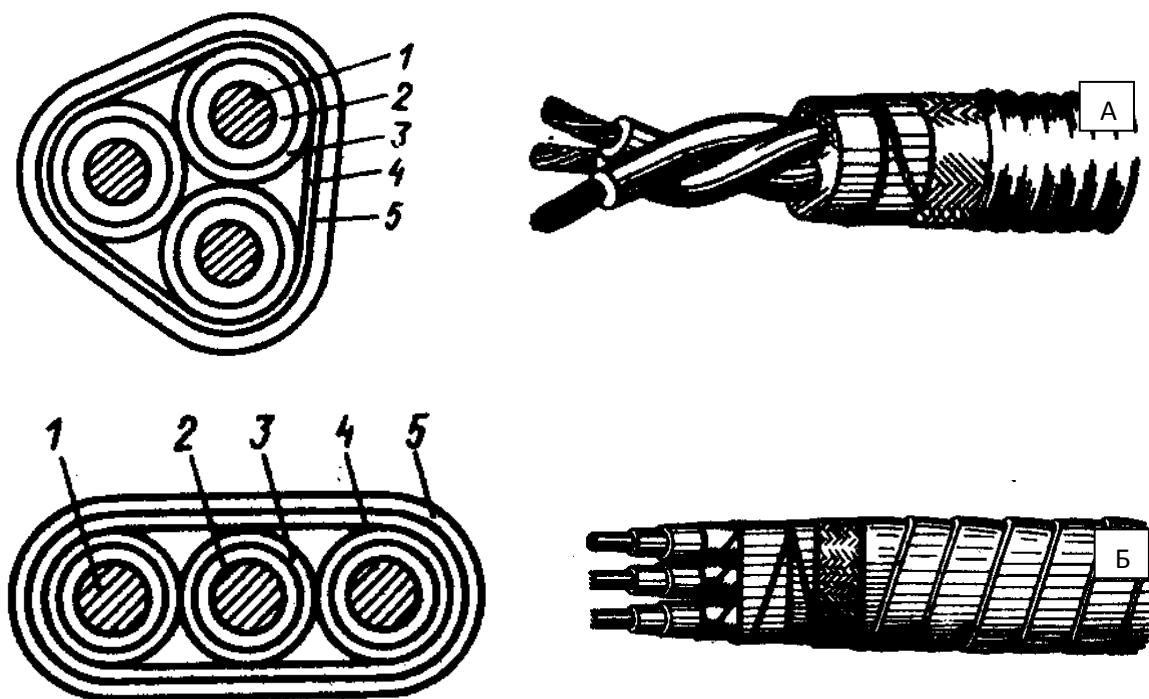


Рисунок 15 – Схема кабеля КПКБ (а) и КПКП (б):

1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – ткань; 5 – бронепокров [3]

Имеется большое количество различных марок кабельных линий отечественных и зарубежных фирм. Конструкционно, все они выполнены по схеме, представленной на рисунке 18 (а), (б). Отличия заключаются, прежде всего, в допустимом диапазоне рабочих температур кабеля и материалов изоляции и брони кабеля. Диапазон температур для различных марок колеблется в диапазоне 90 -160 градусов Цельсия. В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить:

в качестве основного кабеля - круглые кабели марок КПКБ, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КПКП, КТЭБ, КФСБ;

в качестве удлинителя - плоские кабели марок КПКП или КФСБ; муфта

кабельного ввода круглого типа. Кабели марок КПБК и КПБП с полиэтиленовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +90 °С.

Кабели КПБК и КПБП состоят из медных токопроводящих жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой (в кабелях КПБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КПБП), а также из подушки и брони.

Кабели марок КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +110 °С. Кабели КТЭБК и КТЭБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции и оболочках из термоэластопласта и скрученных между собой (в кабелях КТЭБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КТЭБ), а также из подушки и брони.

Кабели марок КФСБК и КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +160 °С.

Кабели КФСБК и КФСБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции из фторопласта и оболочках из свинца и скрученных между собой (в кабелях КФСБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КФСБ), а также из подушки и брони.

У погружного двигателя кабельная линия заканчивается штепсельной муфтой (рисунок 16), которая обеспечивает герметичное соединение с обмоткой статора двигателя. Верхний конец кабельной линии проходит через специальное устройство в оборудовании устья скважины, которым обеспечивается герметичность затрубного пространства, и соединяется через клеммную коробку с электрической линией станции управления.



Рисунок 16 – Муфта кабельного ввода [31]

Клеммная коробка предназначена для предупреждения попадания нефтяного газа из полости кабельной линии в трансформаторные подстанции, комплектные устройства и шкафы станций управления.

В кабеле происходит потеря электрической мощности, обычно от 3 до 15 % общих потерь в установке. Потеря мощности связана с потерей напряжения в кабеле. Эти потери напряжения, зависящие от тока, температуры кабеля, его сечения и пр., вычисляются по обычным формулам электротехники. Они составляют примерно от 5 до 125 В/км. Поэтому на устье скважины напряжение, подаваемое к кабелю, всегда должно быть выше на величину потерь по сравнению с номинальным напряжением ПЭДа. Возможности такого повышения напряжения предусмотрены в автотрансформаторах или трансформаторах, имеющих для этой цели в обмотках несколько дополнительных отводов.

2.9 Трансформатор

Трансформаторы предназначены для питания установок погружных центробежных насосов от сети переменного тока напряжением 380 или 6000 В

частотой 50 Гц. Трансформаторы выпускаются по ТУ 16-517.685-77, серии ТМПН. Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренным или холодным климатом в условиях, соответствующих ГОСТ 15150-69 при высоте над уровнем моря не более 1000 м на открытом воздухе. Трансформатор (рисунок 17) состоит из магнитопровода, обмоток высокого напряжения и низкого напряжения, бака, крышки с вводами и расширителя с воздухоосушителем, переключателя. Магнитопроводы трансформаторов стержневого типа собираются из

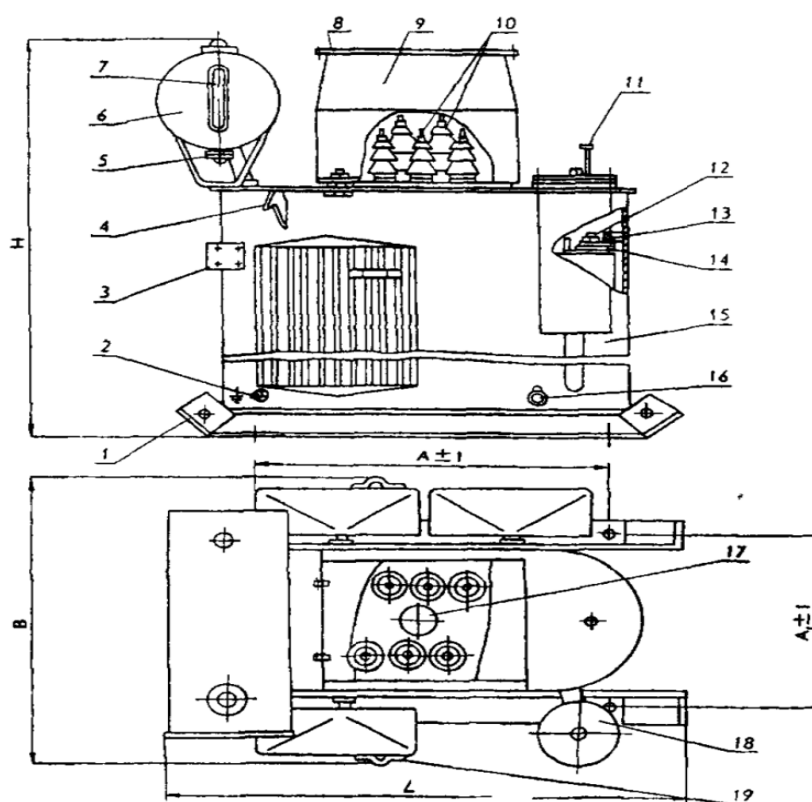


Рисунок 17 – Общий вид трансформатора ТМПН-100, ТМПН-160, ТМПН-200:
 1 – салазки; 2 – заземление; 3 – табличка; 4 – крюк для подъема трансформатора; 5 – воздухоосушитель; 6 – маслорасширитель; 7 – маслоуказатель; 8 – крышка короба; 9 – короб; 10 – вводы; 11 – термометр; 12 – гайка; 13 – скоба; 14 – пластина; 15 – бак; 16 – пробка сливная; 17 – переключатель, 18 – фильтр термосифонный, 19 – скоба [3]

холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки трансформатора ТМ ПН-40 — ТМ ПН-200 многослойные цилиндрические изготовлены из провода АПБ ГОСТ 16512-70. Отводы ВН выполняются проводом, отводы НН — алюминиевыми шинами. Обмотки трансформаторов типа ТМ ПН-400

выполнены из медных проводов ПБ ГОСТ 16512-70. Бак трансформатора сварной овальной формы заполняется трансформаторным маслом ГОСТ 982-68 или ГОСТ 10121-76, имеющим пробивное напряжение не ниже 40 кВ. Трансформаторы ТМ ПН-63 снабжены ребристыми охладителями, а ТМПН-100, ТМ ПН-160, ТМ ПН-200, ТМ ПН-400 – радиаторными. К верхней части бака приварены крюки для подъема собранного и залитого маслом трансформатора. В нижней части бака имеется узел заземления и сливная пробка. Конструкция пробки позволяет при частичном отворачивании ее брать пробу масла. В трансформаторах ТМПН-160, ТМПН-200, ТМПН-400 имеется термосифонный фильтр, предназначенный для непрерывной очистки трансформаторного масла от продуктов окисления в процессе эксплуатации трансформатора. Он представляет собой трубу, в которой помещается решетка с силикагелем. В этих трансформаторах в дне бака имеется пробка для удаления продуктов окисления и остатков масла. В трансформаторах ТМ ПН-400 на стенку бака со стороны высокого напряжения выведены приводы валов блока переключателей. К дну бака приварены салазки с отверстиями для крепления трансформатора к фундаменту. Салазки используются также для перемещения трансформатора. На крышке бака смонтированы:

а) приводы переключателей ответвлений обмоток ВН трансформаторов ТМ ПН -4 0 — ТМ ПН-200.

б) термометр для измерения температуры верхних слоев масла;

в) съемные вводы ВН и НН , допускающие замену изоляторов без подъема активной части;

г) защитный кожух, который защищает вводы от механических повреждений и возможности случайного прикосновения к токоведущим частям;

д) расширитель с маслоуказателем и воздухоосушителем. Воздухоосушитель предназначен для предотвращения попадания в трансформатор влаги и промышленных загрязнений, поступающих в трансформатор вместе с воздухом при колебаниях температуры масла.

Конструктивно воздухоосушитель представляет собой трубу с масляным затвором. Верхний прозрачный колпачок заполняется силикагелем-индикатором по ГОСТ 8984-75, а труба — цеолитом или силикагелем. Активная часть трансформатора жестко закреплена в баке. Конструкция зажимов на шпильках вводов обеспечивает подсоединение жил кабеля без напаивания наконечников. Сливная пробка бака и крышка бака трансформатора пломбируется. Для обеспечения герметичности разъёмных частей трансформатора применяются уплотнения из маслостойкой резины [3].

2.10 Станция управления погружным асинхронным электродвигателем

Станция управления предназначена для управления работой и защиты УЭЦН и может работать в ручном и автоматическом режимах. Станция оснащена необходимыми контрольно-измерительными системами, автоматами, всевозможными реле (максимальные, минимальные, промежуточные, реле времени и т.п.). При возникновении нештатных ситуаций срабатывают соответствующие системы защиты, и установка отключается. Станция управления выполнена в металлическом ящике, может устанавливаться на открытом воздухе, но часто размещается в специальной будке. Существует множество разновидностей СУ, выпускаемых как отечественными, так и зарубежными фирмами [11]. Рассмотрим основные возможности и особенности работы СУ на примере станции управления Электон-05 (рисунок 18).



Рисунок 18 – Внешний вид станции управления Электон-05 [12]

Электон-05, как и большинство аналогов, имеет частотно регулируемый привод. Это позволяет, управляя частотой переменного тока подаваемого на обмотки ПЭД, добиться необходимого оптимального режима работы всей установки. Также присутствуют режимы плавного пуска УЭЦН с последующим увеличением частоты, упомянутый выше режим встряхивания, режимы, предназначенные для расклинки ЭЦН. Все эти режимы позволяют более щадяще эксплуатировать УЭЦН, добиться длительной работы без аварий.

Станции Электон-05 имеют следующие возможности контроля и управления работой УЭЦН [12].

1. Ручное и автоматическое (дистанционное) включение и отключение установки.
2. Автоматическое включение установки в режиме самозапуска после восстановления подачи напряжения в промышленной сети.
3. Автоматическую работу установки на периодическом режиме (откачка, накопление) по установленной программе с суммарным временем 4 ч.
4. Автоматическое включение и отключение установки в зависимости от давления в выкидном коллекторе при автоматизированных системах группового сбора нефти и газа.
5. Мгновенное отключение установки при коротких замыканиях и при перегрузках по силе тока на 40%, превышающих нормальный рабочий ток.

6. Кратковременное отключение на время до 0 сек, при перегрузках ПЭДа на 0 % от номинала.

7. Кратковременное (20 сек) отключение при срыве подачи жидкости в насос.

Планируя выполнение работы с УЭЦН на разных частотах необходимо учитывать, что при изменении частоты изменяются параметры работы погружного насоса (закон «подобия»), а именно [24]:

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

$$Q = Q_{50} \cdot \frac{F}{50} \left(\frac{м^3}{сут} \right)$$

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

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

$$H = H_{50} \cdot \left(\frac{F}{50} \right)^2 (м)$$

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

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

$$N = N_{50} \cdot \left(\frac{F}{50} \right)^3 (Вт)$$

Где: N – расчетная мощность; N_{50} – мощность при 50 Гц.

- Мощность двигателя ПЭД – изменяется линейно (прямо пропорционально изменению частоты).

Ниже представлены некоторые режимы разгона и работы ПЭД:

1) Режим разгона «Плавный»

В этом режиме изменение частоты происходит равномерно с заданным темпом, как показано на рисунке 19.

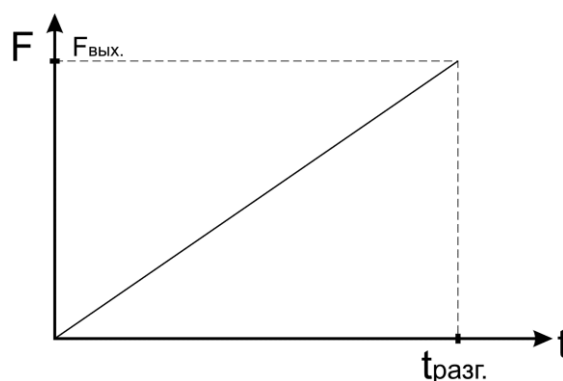


Рисунок 19 - Изменение выходной частоты в режиме разгона «Плавный» [12]

2) Режим разгона «С синхронизацией»

Режим синхронизации рекомендуется использовать при «тяжелых» пусках ПЭД. В данном режиме пуск ПЭД осуществляется с минимальной частоты, а при достижении выходной частотой значения уставки «частота синхрониз.». В этом режиме увеличение частоты на выходе ПЧ происходит с заданным темпом до некоторого значения (частота синхронизации), поддерживается в течение некоторого времени, затем увеличение частоты продолжается с прежним темпом до конечного значения. Таким образом, полное время достижения заданной частоты будет равно сумме времен разгона и синхронизации, как показано на рисунке 20.

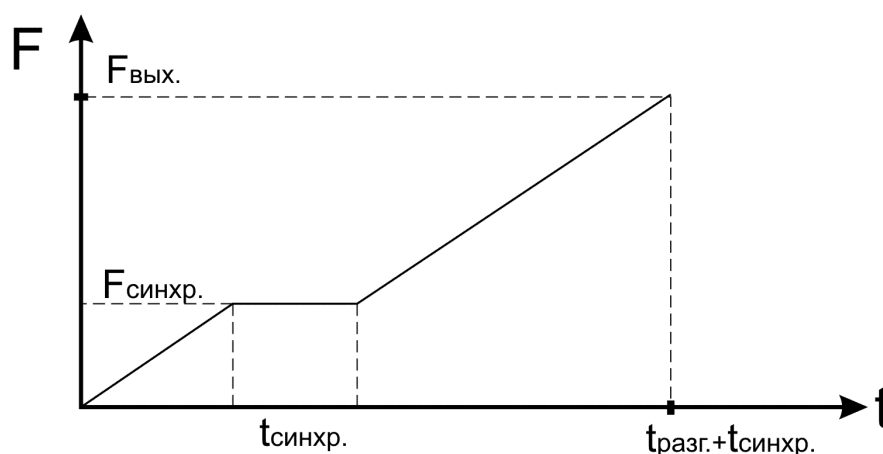


Рисунок 20 - Изменение выходной частоты в режиме разгона «С синхронизацией» [24]

3) Режим разгона «Толчковый»

Толчковый режим используется для работы на нагрузку с большим пусковым моментом. В этом режиме увеличение частоты на выходе ПЧ происходит с заданным темпом до значения уставки «ТОЛЧКОВАЯ ЧАСТОТА» $F_{\text{толч.}}$, затем напряжение на выходе увеличивается до значения, заданного уставкой «НАПРЯЖЕНИЕ ТОЛЧКА» $U_{\text{толч.}}$, (напряжение толчков в процентах от напряжения, соответствующего данной частоте по характеристике U/F). Время действия повышенного напряжения определяется частотой толчков (десять периодов), количество толчков задается уставкой «КОЛ-ВО ТОЛЧКОВ»[12]. Характер изменения выходного напряжения и частоты в режиме разгона «толчковый» показан на рисунке 21.

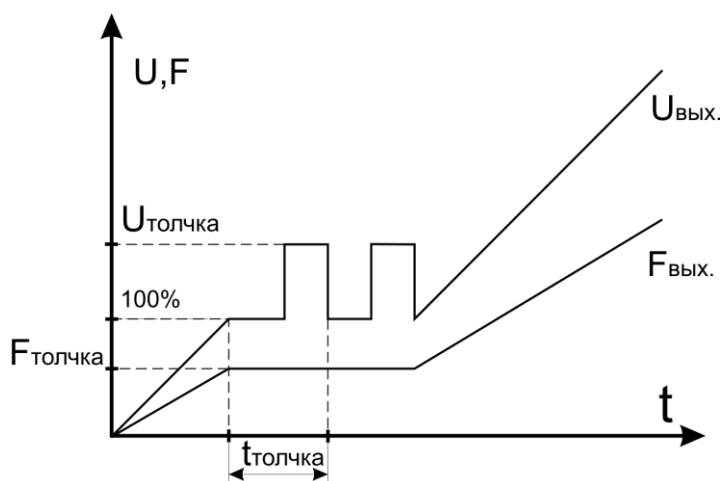


Рисунок 21 - Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «толчковый» [24]

4) Режим разгона «С раскачкой »

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

торможения, разгона в обратном направлении и торможения, количество циклов задается уставкой «КОЛ-ВО ТОЛЧКОВ» [12]. Напряжение при разгоне в прямом и обратном направлении изменяется линейно от нуля до значения, заданного уставкой «НАПРЯЖЕНИЕ ТОЛЧКА». Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме раскачки показано на рисунке 22.

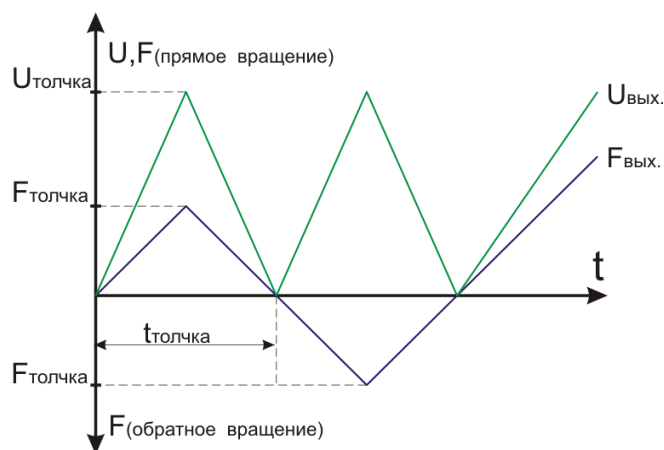


Рисунок 22 - Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «с раскачкой» [24]

5) Режим «Встряхивания»

Режим встряхивания используется для предотвращения отложений на рабочих органах погружного насоса. Режим встряхивания представляет собой серии изменений частоты вращения УЭЦН, повторяющиеся с заданным периодом. При работе в данном режиме производится резкое, с заданным темпом, изменение выходной частоты от заданной частоты $F_{\text{зад.}}$, до частоты F_1 , работа на частоте F_1 в течение заданного времени $T_{\text{встрях.}}$, затем изменение с заданным темпом частоты с F_1 до F_2 , работа на частоте F_2 в течение заданного времени $T_{\text{встрях.}}$, ($T_{\text{встрях}}$ принимается равным значению уставки «НЕДОГРУЗ ПЭД ПУСК.ВРЕМЯ») [24], затем производится изменение частоты до рабочей и дальнейшая работа на $F_{\text{рабочая}}$. Процесс изменения частоты от F_1 до F_2 повторяется до тех пор, пока не будет выполнено заданное количество встряхиваний $N_{\text{встрях}}$. После завершения цикла встряхиваний производится плавное изменение частоты до рабочей. Изменение

выходной частоты СУ при работе в режиме встряхивания показано на рисунке 23.

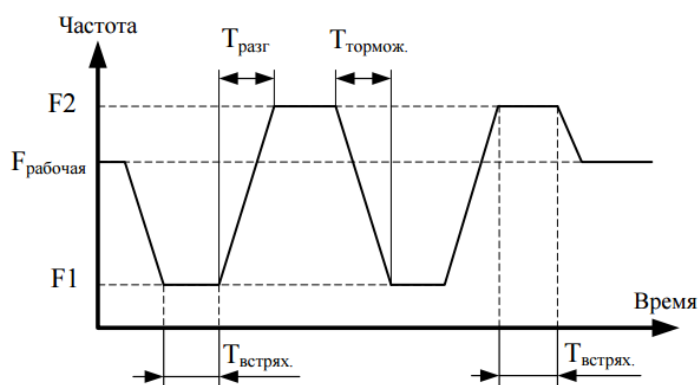


Рисунок 23 – Работа СУ в режиме встряхивания, $N_{\text{встрх}}=2$ [24]

2.11 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине

Под подбором УЭЦН к скважине следует понимать определение типоразмера установки обеспечивающей планируемую добычу пластовой жидкости при наиболее оптимальных и экономичных показателях работы установки [5]. Первые методики подбора появились одновременно с появлением первых УЭЦН и впоследствии совершенствовались. Среди отечественных методик наиболее широкое распространение получили методики П.Д. Ляпкина, Ю.А. Разутова, В.Н. Филипова и некоторые другие. Данные методики предназначены для ручного подбора УЭЦН, и впоследствии на их основе были разработаны алгоритмы для программ подбора оборудования на ЭВМ.

Итак, основной задачей подбора является обеспечение стабильной работы установки с заранее запланированными показателями. Для начала расчета установки необходимо знать ряд величин, определяющих работу системы пласт-скважина-УЭЦН. Перечень этих величин довольно большой, в него входят данные о планируемом дебите, физических свойствах и составе пластового флюида, данные о скважине, различные значения давлений и т.д. Очень кратко, возможный алгоритм подбора установки можно представить следующим образом:

Имея исходные данные и запланированный дебит, определяется глубина спуска насоса, такая, чтобы содержание свободного газа на приеме насоса было в пределах нормы [5]. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. Далее по планируемому дебиту и рассчитанному напору насоса подбирается установка, характеристики которой наиболее близки к расчетным. Производится пересчет характеристик установки к условиям пластовой жидкости. Далее производится расчет потребной мощности, выбор двигателя, определение минимально допустимой скорости движения жидкости для охлаждения, расчет температуры основных элементов насосной установки и других параметров. В заключении проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения скважины. Более подробно с процессом ручного подбора УЭЦН к скважине можно ознакомиться в пособиях [5,10].

Ниже рассмотрен упрощенный алгоритм ручного подбора УЭЦН к скважине, при низком газовом факторе [10].

Дано:

Таблица 1 – Данные для подбора УЭЦН к скважине

№ скважины	111
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D	146 мм
Глубина Н	2200 м
дебит жидкости Q	100 м ³ /сут
статический уровень h _{ст}	850 м
Коэффициент К	K = 50 м ³ /(сут · МПа)
глубина погружения под динамический уровень h	50 м
кинематическая вязкость жидкости ν	2 · 10 ⁻⁶ м ² /с
превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины h _г	10 м
избыточное давление в сепараторе P _с	0,25 МПа
расстояние от устья до сепаратора l	30 м
плотность добываемой жидкости $\rho_{ж}$	880 кг/м ³

Решение:

Определяем площадь внутреннего канала НКТ при $V_{cp} = 1,3$ м/с по формуле:

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} = \frac{100 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 8,9 \text{ см}^2$$

Внутренний диаметр НКТ по формуле:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}} = \sqrt{\frac{8,9 \cdot 10^{-4}}{0,785}} = 33,7 \text{ мм}$$

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

Скорректируем выбранное значение $V_{cp} = 130$ см/с:

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{вн}} = \frac{100 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,775 \cdot 3,5} = 120,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

Депрессия, которую необходимо создать путем уменьшения давления на пласт будет равна:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{жс} \cdot g} = \frac{100 \cdot 10^6}{50 \cdot 850 \cdot 9,81} = 232 \text{ м}$$

Число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot d_{вн}}{\nu} = \frac{1,2 \cdot 0,035}{2 \cdot 10^{-6}} = 21063$$

Относительная гладкость труб по формуле:

$$K_s = \frac{d_{вн}}{2 \cdot \Delta}$$

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

$$K_s = \frac{d_{вн}}{2 \cdot \Delta} = \frac{0,035}{2 \cdot 0,0001} = 175$$

Коэффициент λ возможно определить по определяются по графику или числу Рейнольдса, независимо от шероховатости, если $Re > 300$:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{21063^{0,25}} = 0,026$$

Глубина спуска насоса по формуле:

$$L = h_{cm} + \Delta h + h = 850 + 232 + 50 = 1132 \text{ м}$$

Потери на трение в трубах по формуле:

$$h_{mp} = \lambda \cdot \frac{(L+l) \cdot V_{cp}^2}{d_{вн} \cdot 2 \cdot g} = \frac{(1132+30) \cdot 120^2}{0,035 \cdot 2 \cdot 9,81} = 64 \text{ м}$$

Потери напора в сепараторе по формуле:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{жс} \cdot g} = \frac{0,25 \cdot 10^6}{850 \cdot 9,81} = 29 \text{ м}$$

Величина необходимого напора определяется по формуле:

$$H_c = h_{cm} + \Delta h + h_{mp} + h_z + h_c = 850 + 232 + 64 + 10 + 29 = 1185 \text{ м}$$

Для полученного дебита $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1185 \text{ м}$ выбираем один из подходящих насосов одной из фирм-производителей, в данном случае это установки фирмы Алнас []. На графике (рисунок 24) представлена рабочая характеристика 0215ЭЦНАКИ5-100И на 100 ступеней. Максимальное КПД 0,57.

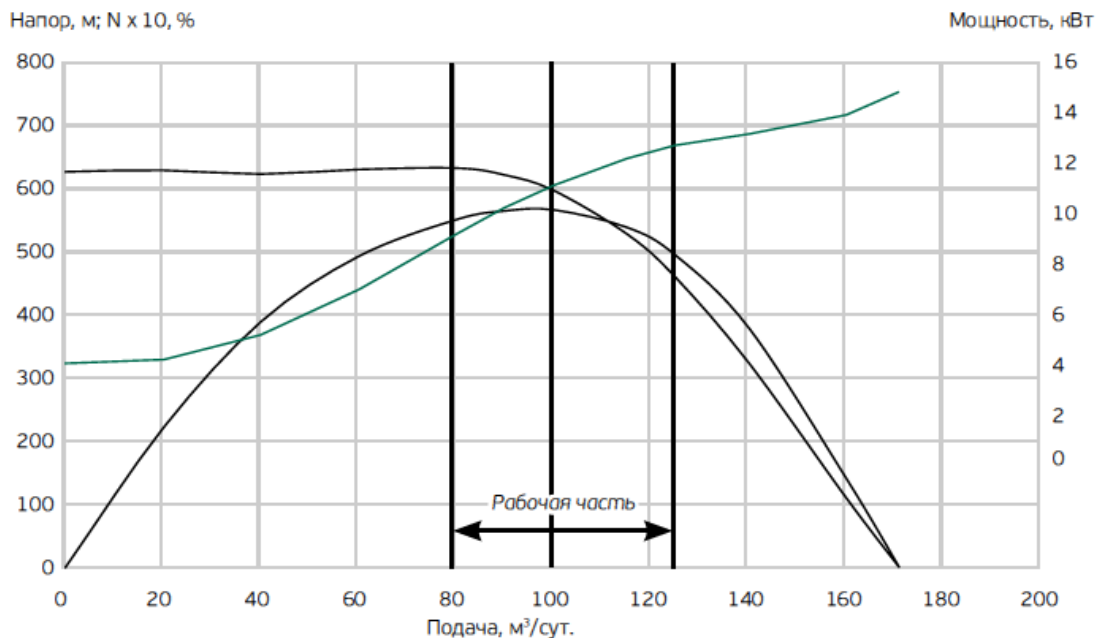


Рисунок 24 – Рабочая характеристика насоса 0215ЭЦНАКИ5-100И на 100 ступеней

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите

100 м³/сут напор для 100 ступеней ЭЦН на воде составит 600 м. На графике представлен напор для воды, пересчитаем его для реальной жидкости (100 ступеней):

$$H_{жс} = H_в \cdot \frac{\rho_в}{\rho_{жс}} = 600 \cdot \frac{1000}{880} = 682 \text{ м}$$

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле (5.12а) число ступеней Z, которое нужно насосу:

$$Z = \frac{H_c}{\frac{H_{жс(100)}}{100}} = \frac{1185}{\frac{682}{100}} = 174$$

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД. Полезная мощность электродвигателя определяется по формуле:

$$N_n = \frac{Q \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_n} = \frac{Q \cdot \rho_{жс} \cdot H_c}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_n} = \frac{100 \cdot 880 \cdot 1185}{86400 \cdot 102 \cdot 0,55} = 21,5 \text{ кВт}$$

где η_n - КПД насоса по его рабочей характеристике (0,55), $\rho_{жс}$ - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

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

$$N_n = \frac{N_n}{0,92} = \frac{21,5}{0,92} = 23,4 \text{ кВт}$$

Выбираем электродвигатель Алнас, ЭДТ28-117М, что обозначает погружной электродвигатель, мощностью 8 кВт, термостойкий, диаметром корпуса 117 мм. Гидрозащиту выбираем Г(К)ТМА5ЛД, что обозначает гидрозащита коррозионностойкая, модульная, термостойкая (до 120 °С), габарита 5, в составе гидрозащиты лабиринтный и диафрагменный модули, производства Алнас.

После подбора ЭЦН и ПЭД, осуществляется подбор кабеля, трансформатора, проверка скорости движения жидкости для охлаждения ПЭД:

Дано:

Расстояние до СУ 100 м, температура на приеме насоса 80 С°

Данные о ПЭД:

Таблица 2 – Данные о выбранном ПЭД

Тип двигателя	ЭДТ28-117М
напряжение U	900 В
ток I	26 А
КПД	0,845
Cos φ	0,84
скорость охлаждающей	0,08
Внешний диаметр ПЭД	117 мм
Номинальная мощность ПЭД	28 кВт

Решение:

Сечение жилы кабеля выбирают по номинальному току электродвигателя, исходя из плотности i рабочего тока в этом кабеле:

$$S = \frac{I}{i} = \frac{26}{5} = 5,2 \text{ мм}^2$$

Выберем кабель с полиэтиленовой изоляцией КПБК 3 х 10 мм и КПБП 3 х 10 мм с рабочим напряжением 500 В, допустимым давлением до 5 МПа и температурой до 90°С и размером 13,6 х 33,8 мм.

Длина кабеля должна быть равна глубине спуска насоса плюс расстояние от скважины до станции управления и небольшой запас на ремонт кабеля:

$$L_k = L + l + l_p = 1132 + 100 + 100 = 1332 \text{ м}$$

Сопротивление кабеля осуществляется по формуле:

$$R = \rho \cdot [1 + \alpha \cdot (t_s - t_{20})] \cdot \frac{1}{S} = 0,0175 \cdot (1 + 0,04 \cdot (80 - 20)) \cdot \frac{1}{10} = 0,00217 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ - удельное сопротивление меди при $t = 0^\circ\text{C}$; $\alpha = 0,004$ - температурный коэффициент для меди; t_s - температура на заборе у приема насоса; S - площадь поперечного сечения жилы кабеля.

Потери мощности в кабеле, кВт, определяются по формуле:

$$\Delta P_k = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L_k \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 26^2 \cdot 0,00217 \cdot 1332 \cdot 10^{-3} = 5,86 \text{ кВт}$$

где I - рабочий ток в электродвигателе, А; L_k - длина кабеля, м; R - сопротивление кабеля, Ом/м.

Мощность трансформатора должна быть $P_{mp} \geq \frac{P_{эд}}{\eta_{эд}} + \Delta P_k$:

$$\frac{P_{эд}}{\eta_{эд}} + \Delta P_k = \frac{28}{0,845} + 5,86 = 39 \text{ кВт}$$

где $P_{эд}$, $\eta_{эд}$ - полезная мощность и КПД электродвигателя соответственно; ΔP_k - потери мощности в кабеле. Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле, В:

$$\Delta U = \sqrt{3} (R_k \cdot \cos \phi + X_0 \cdot \sin \phi) \cdot I \cdot L_k = \sqrt{3} \cdot (0,00217 \cdot 1000 + 0,1 \cdot 0,6) \cdot 26 \cdot \frac{1132}{1000} = 133,8 \text{ В}$$

где $R_k = R \cdot 10^3$ - активное удельное сопротивление 1 км кабеля, Ом/км; X_0 - индуктивное удельное сопротивление кабеля ($X_0 = 0,1$ Ом/км); $\cos \phi$ - коэффициент мощности электродвигателя; $\sin \phi$ - коэффициент реактивной мощности; L_k - длина кабеля, км.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора:

$$U_{mp} = U_{эд} + \Delta U = 900 + 133,8 = 1033,8 \text{ В}$$

Этому условию удовлетворяет трансформатор ТСБЗ-100 [7] с пределами регулирования во вторичной обмотке 900 - 1300 В и мощностью 84,5 кВт на отпайке 1200 В

Для работы ПЭД без перегрева необходимо чтобы скорость движения жидкости в интервале спуска ПЭД была больше некоторого, установленного для данного двигателя значения. Скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя определим по формуле:

$$V = \frac{Q}{86400 \cdot 0,785 \cdot (D_{вн}^2 - D_{эд}^2)} = \frac{100}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,132^2 - 0,117^2)} = 0,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Полученная скорость превышает необходимую скорость охлаждения (0,08 м/с) по характеристике электродвигателя

В качестве СУ подходит СУ Электрон-05-250, газосепаратор не нужен.

Таблица 3 - Выбор типоразмера оборудования

Тип ЭЦН	0215ЭЦНАКИ5-100И (компоновкой на 174 степени)
Тип ПЭД	ЭДТ28-117М
Гидрозащита	Г(К)ТМА5ЛД
Кабель	КПБК 3 х 10 мм и КПБП 3 х 10 (L=1132)
Трансформатор	ТСБ3-100
СУ	СУ Электон-05-250
Газосепаратор	-

Выше был приведен очень упрощенный пример ручного подбора УЭЦН к скважине. Однако, как уже было сказано, на сегодняшний день подбор оборудования к скважине производится автоматически с помощью программ на ЭВМ. Плюсы использования компьютеров для расчета установок очевидны: Машинный подбор позволяет многократно сократить время на обработку информации и подбор оборудования, многократно увеличить точность подбора, свести к минимуму вероятность человеческой ошибки. Кроме того, использование машинного подбора позволяет отказаться от многих упрощений, неизбежно используемых при ручном подборе, что также повышает точность подбора[5]. Существует довольно большой выбор ПО как отечественных, так и западных производителей для расчета УЭЦН. Сущность машинного подбора такая же, как и при ручном подборе, но с множеством дополнительных параметров и возможностей.

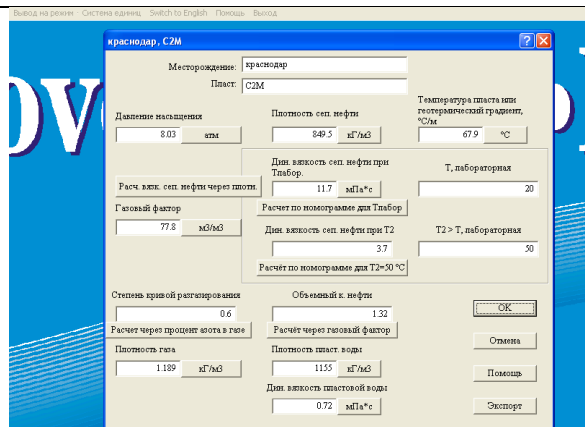


Рис.25 Окно ввода данных о пласте в программе NovometSel-Pro [1]

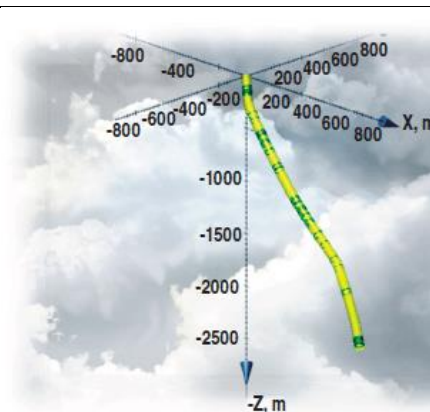


Рис.26 3D модель скважины в программе NovometSel-Pro [1]

Программы подбора УЭЦН в целом аналогичны друг другу, в качестве примера рассмотрим программу **NovometSel-Pro** от компании NOVOMET. Программа имеет ряд преимуществ в сравнении с аналогами. Вот некоторые возможности программы: Построение индикаторной кривой проводится с учётом изменения проницаемости призабойной зоны из-за выделения в ней свободного газа; расчет периодической эксплуатации УЭЦН; Ориентация в расчете на максимальный КПД насоса; моделирование процесса вывода скважины на режим; Анализ работы ЭЦН в скважине; Расчёт прогиба установки при спуске в скважину; расчет необходимой длины теплостойкого кабельного удлинителя; расчет конического насоса и другие возможности. Более подробно особенности данной программы описаны в следующей статье [1].

При машинном подборе первым делом специалисты отсылают заказчику опросный лист, в который необходимо ввести имеющиеся данные о пласте, скважине, инклинометрии, физических свойствах флюида, работавшей на скважине установке. Далее полученные данные вводят в поля программы. После ввода данных производится их анализ компьютером и подбор наиболее подходящей установки из числа имеющихся. Определяются параметры работы установки, ее компоновка, выводится графическая характеристика работы насоса. Вообще данная программа способна выдавать огромное количество текстовой и графической информации, возможно трехмерное построение модели скважины с указанием ее кривизны (рисунок 2 б) [1].

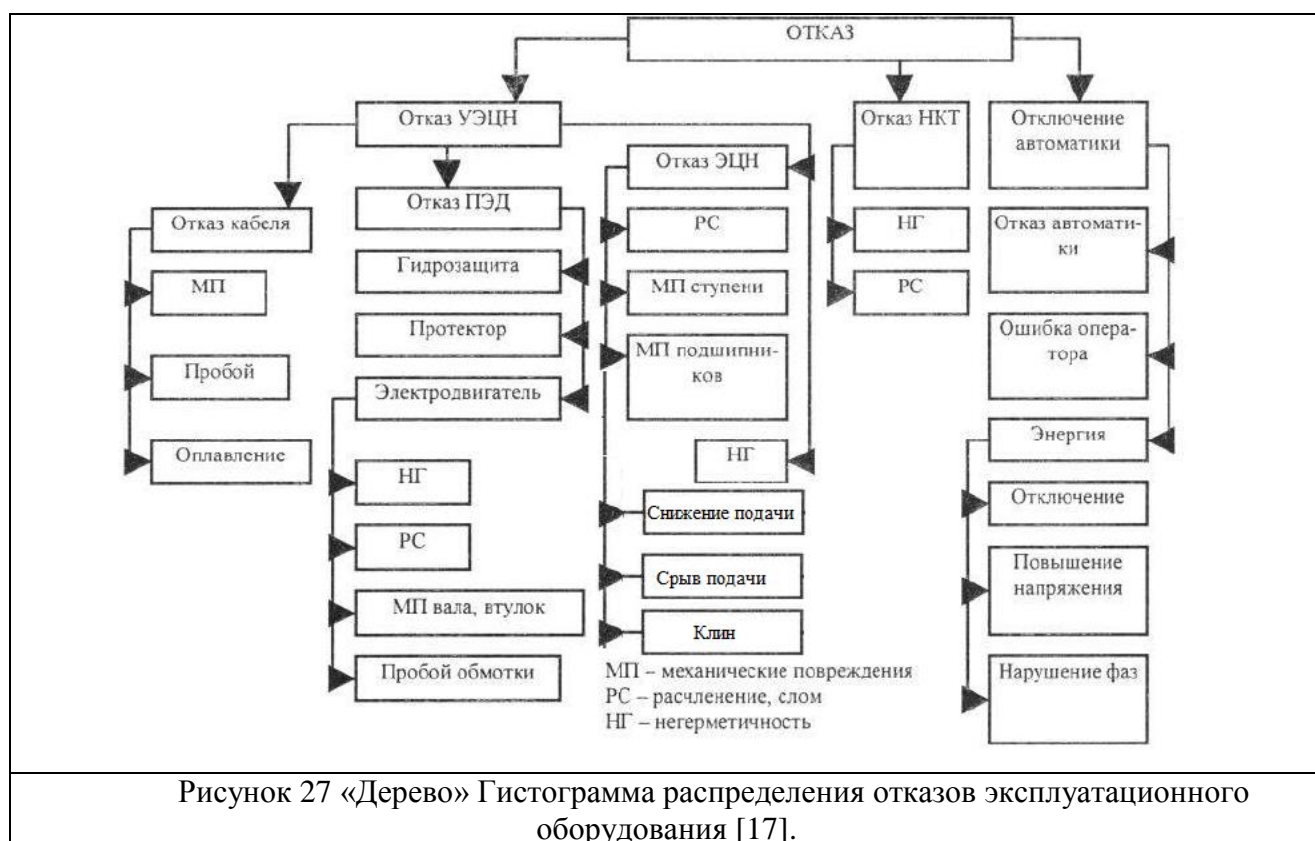
В целом, современные компьютерные программы ориентированные на подбор установок к скважине решают широкий спектр задач возникающих в технологии нефтедобычи. Данные технологии на сегодняшний день используются повсеместно и хорошо справляются с поставленными задачами. Рациональный подбор оборудования позволяет добиваться эффективной работы скважины, что приводит к экономии значительных средств.

3 АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

3.1 Виды отказов

Как было показано выше, установки УЭЦН являются достаточно сложным и высокотехнологичным оборудованием, состоящим из множества узлов и элементов. Эти отдельные узлы и элементы могут выходить из строя под воздействием тех или иных факторов, что приведет к отказу всей установки. На рисунке 27 наглядно представлено «дерево» возможных отказов УЭЦН.

Из представленного множества отказов следует выделить наиболее распространённые и опасные отказы УЭЦН. Сразу следует сказать, что после анализа значительного перечня литературы [4],[9],[14],[17] и производственных отчетов можно сделать вывод, что распределение отказов по различным предприятиям не имеет определенной направленности, каждое предприятие имеет свою доминирующую причину выхода из строя погружного оборудования.



По месторождениям Западной Сибири, распределение отказов тоже специфично. Специфичность отказов по различным месторождениям объясняется разнообразием условий эксплуатации установок ЭЦН: различные объекты разработки, углы отклонения и пространственное положение ствола скважин, глубины спуска насосов, термодинамические режимы откачки, состав и свойства продукции, число частиц механических примесей и другое.

Однако все же можно выделить группы наиболее распространённых отказов. Это:

- Снижение изоляции кабеля
- Снижение (отсутствие подачи)
- Клин насоса

Чтобы понять, почему происходят те или иные поломки, необходимо установить причину (фактор) которая привела к отказу. Для установления связи того или иного фактора с отказом установки, и определения как конкретно взятый фактор влияет на тот или иной элемент УЭЦН выдвигают гипотезы механизмов и степени этого влияния. Некоторые подобные гипотезы будут

рассмотрены ниже, в разделе 3.2, при рассмотрении осложнений, которые, по сути, и являются факторами отказа. Однако выдвигаемые гипотезы нуждаются в проверке и доказательстве. Существует два основных способа осуществить их проверку [8]:

1. Экспериментальная проверка гипотез о факторах преждевременного отказа.

Осуществляется путем проведения стендовых испытаний или программных экспериментов. Имеет высокую стоимость и сложность реализации. Проблема реализации способа и обработки данных заключается в невозможности создания реальных рабочих условий оборудования, учитывая их сложность и многообразие.

2. Многофакторный анализ причин отказов УЭЦН.

Является наиболее распространённым и действенным способом.

Факторный анализ - это методика комплексного и системного изучения и измерения воздействия факторов на величину результативного показателя. Факторы в результате анализа получают количественную и качественную оценку. Каждый показатель может в свою очередь выступать и в роли факторного, и результативного. С математической точки зрения МФА представляет собой построение модели множественной регрессии. Если это линейная регрессия, то она описывается формулой:

$$y = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \cdot x_1 + \hat{\beta}_2 \cdot x_2 + \dots + \hat{\beta}_m \cdot x_m + \varepsilon$$

Модель множественной регрессии описывает, как изменяется в среднем значение зависимой переменной Y (результативного признака) при изменении значений объясняющих переменных X (факториальных признаков). По характеру взаимосвязей модели могут быть линейными и нелинейными как по переменным, так и по параметрам [28].

Коэффициент регрессии β_i показывает, на сколько единиц изменится величина зависимой переменной Y при изменении значения i -й объясняющей

переменной на одну единицу при прочих равных условиях (все остальные объясняющие переменные равны своим средним значениям).

Оценка значимости коэффициентов регрессии осуществляется путем проведения дальнейших математических расчетов, подробно с которыми можно ознакомиться в источнике [28].

В качестве примера проведения МФА представим проведение данного анализа применительно к влиянию различных факторов на такой отказ как расчленения подземного оборудования. Данный МФА проведен Р.Н. Пономаревым в диссертации «Аварийные отказы оборудования УЭЦН и разработка мероприятий по их устранению» [14]. В данной работе произведен анализ влияния геологических факторов (КВЧ, обводненности, содержания газа на приеме), технологических факторов (глубины спуска, погружения под динамический уровень, динамического уровня), факторов обусловленных конструкциями скважины и конструкцией УЭЦН (анализ отказов по заводам – изготовителям, отказы импортного оборудования, влияние осевых опор и подшипников, зависимость от группы исполнения и технической характеристики, зависимость от угла наклона интервала спуска). По каждой из групп факторов получено уравнение множественной регрессии, например для технологических факторов получилось следующее уравнение:

$$y = 11,25 + 1,08 \cdot x_1 + 0,83 \cdot x_2 + 0,92 \cdot x_3 - 3,38 \cdot x_2 \cdot x_3$$

Где x_1 - фактор глубины спуска насоса, x_2 - погружение под динамический уровень, x_3 - динамический уровень. Из данной зависимости можно сделать вывод, что из технологических факторов наиболее сильно влияет на отказы УЭЦН по причине расчленения глубина спуска насоса. Данный факт действительно имеет место быть, что подтверждается промысловым опытом.

Очевидно, что МФА дает хорошие результаты, согласованные с опытными данными. Однако проведение МФА крайне сложное предприятие, в чем можно убедиться, изучив рассмотренную диссертацию. Сложность, помимо самих математических расчетов и моделирования, связана также с

тем, что полноценный ФА затруднен из-за высокой сложности сбора комплексной информации в очень разных системах ПССО, при громадных размерах эксплуатационных фондов скважин. При этом, при проведении МФА строят зависимости конкретного отказа от совокупности нескольких факторов, оценивая при этом влияние каждого из них.

Вследствие сложности проведения МФА, в литературе, как правило, при указаниях тех или иных причин отказов не проводят столь детального исследования.

В большинстве случаев анализ отказов производится не на основе МФА, а на основе обычного поиска причинно-следственных связей и выдвижения гипотез без их проверки, то есть методами индукции и дедукции. Например, в источнике [17] одним из основных факторов отказа ПЭД принимается факторы несоблюдения скорости спуска УЭЦН при ремонтах скважин и частые отключения УЭЦН. Как можно видеть, при таком подходе выдвигается лишь логично выведенная гипотеза, но не осуществляется ее проверки экспериментальным методом или методом МФА. Такие заключения, безусловно, полезны, они помогают найти проблему и во многих случаях выработать рекомендации по ее решению. Подобный анализ применяется часто и повсеместно [9], [14], [17]. Однако такой подход имеет не высокую достоверность и не показывает количественно связи тех или иных факторов с теми или иными поломками и степени влияния этих факторов на вероятность отказа.

Проанализировав информацию из описанных выше источников, можно заключить, что основными осложняющими факторами, негативно влияющими на отказы установок, являются:

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

- Температура пластовой жидкости

Ниже будет рассмотрен подробно каждый из этих факторов, а также некоторые мероприятия по устранению их вредного воздействия и увеличения наработки на отказ УЭЦН.

3.2 Осложнения и их влияние на работу установки

3.2.1 Вредное влияния газа на работу насоса и способы борьбы с ним

Как правило, большинство УЭЦН работают в скважинах, в которых пластовое давление меньше давления насыщения. В связи с этим, на приеме насоса существует какое-то количество свободного газа. Численно, это значение оценивают как объемное содержание газа у приема насоса. Допустимое значение для насосов без газосепаратора составляет 5 %. С применением газосепаратора, допустимое газосодержание увеличивается до 65 %. Газ в увлекаемой в насос жидкости может находиться как в виде мелкодисперсных пузырьков, так и в виде сплошной газовой пробки. Наиболее опасен случай возникновения газовой пробки в секциях УЭЦН. В этом случае в секции возникает полость, занятая газом, которая постоянно увеличивается по мере откачки флюида выше газовой пробки. Это приводит к срыву подачи насоса, уменьшению загрузки двигателя. При ускорении вращения вала в условиях отсутствия жидкости, которая является смазкой в парах трения, происходит нагрев и тепловое расширение пар трения УЭЦН [16]. Также, газовые пробки в УЭЦН усиливают вибрации насоса. Мелкодисперсная газовая фаза в потоке движущейся жидкости не вызывает значительных осложнений, напротив, мелкие частички газа совершают полезную работу по подъему жидкости и уменьшают ее плотность. Однако достаточно крупные пузырьки газа могут закупоривать проточные каналы рабочих колес и направляющих аппаратов, поэтому пузырьки должны быть максимально диспергированы.

В связи с этим, мероприятия по устранению вредного влияния свободного газа сводится к недопущению образования газовых пробок в ступенях УЭЦН и диспергированию газовой фазы. Эти задачи осуществляются путем применения модульных газосепараторов, диспергаторов, газосепараторов-диспергаторов. Помимо этого применяются специальные диспергирующие ступени, имеющие на одной из сторон радиальные лопатки, способствующие диспергированию газовой фазы непосредственно в секциях УЭЦН (рисунок 28). К тому же такая конструкция увеличивает напор ступени, что позволяет уменьшить длину насоса при сохранении тех же значений напора.



Рисунок 28 – Колесо с диспергирующими лопатками [15]

3.2.2 Вредное влияние механических примесей на работу установки и способы борьбы с ними

Механические примеси, попадая в секции УЭЦН, вызывают абразивные износ всех его деталей. В особенности ощутимое действие претерпевают участки в которых поток флюида изменяет свое направление и трущиеся элементы УЭЦН. В местах трения УЭЦН мехпримеси попадают в щели между трущимися поверхностями и вызывают износ деталей. К тому же, твердые частицы способны забивать каналы, по которым движется жидкость.

Уменьшения проходного сечения каналов будет приводить к снижению производительности насоса. Абразивный износ на определенных участках и отложение КВЧ в узких местах ко всему прочему приводят к увеличению вибраций установки. Также, взвешенные частицы являются центрами кристаллизации при образовании солей на рабочих органах УЭЦН [9].

Основным способом борьбы с высокой концентрацией КВЧ (200 – 500 мг/л) является использование насосов в износостойком исполнении. В данных насосах используются износостойкие материалы и двухпорные рабочие ступени (рисунки 2, 29).

Хотя по сравнению с однопорными, двухпорная ступень гораздо дороже и сложнее в производстве, но в то же время обладает рядом преимуществ [18]:

1. Вал лучше защищен от воздействий механических примесей.
2. Система уплотнений в паре колесо—аппарат более надежно защищает их от перетоков и проникновения абразива.
3. Конструкция колеса увеличивает жесткость сборки вал—рабочие колеса, что снижает изгибные напряжения при потере устойчивости.
4. Колесо имеет удлиненную втулку, вследствие чего исключены колебания в плоскости, поперечной валу.

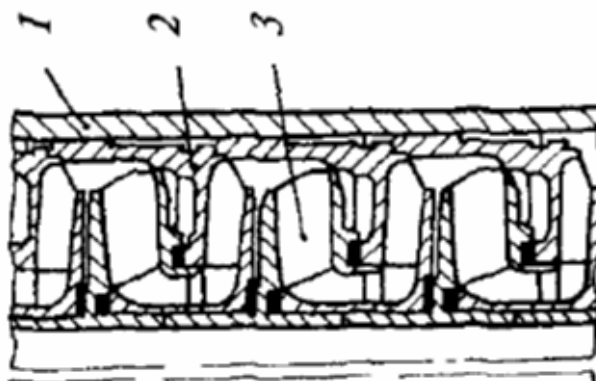


Рисунок 29 – Конструкция двухпорной рабочей ступени:
1 – корпус; 2 – направляющий аппарат; 3 – рабочее колесо
[3]

Использование двухпорных ступеней на Самотлорском нефтегазовом месторождении позволило значительно увеличить наработку на отказ в сравнении с колесами обычного исполнения – в 1,5 раза [22] (рисунок 30).

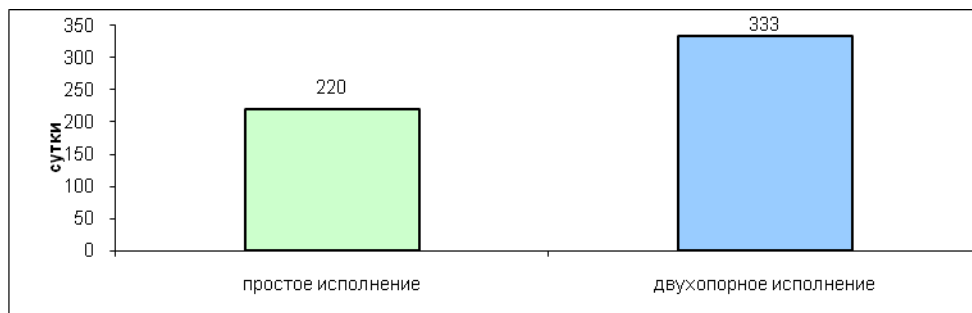


Рисунок 30 – ННО колес обычного и износостойкого исполнения [22]

Еще один эффективный метод борьбы с КВЧ – использование открытых рабочих колес УЭЦН. Открытые рабочие колеса также помогают при высоком газосодержании, так как широкие проточные каналы не закупориваются пузырьками газа.

Конструкция открытого рабочего колеса не имеет верхних и нижних стенок (рисунок 31), что позволяет использовать данные колеса в условиях высокого содержания КВЧ, высоких скоростей отложений солей и парафинов, высокого газосодержания. При использовании данного типа колес значительно уменьшается металлоемкость установки.

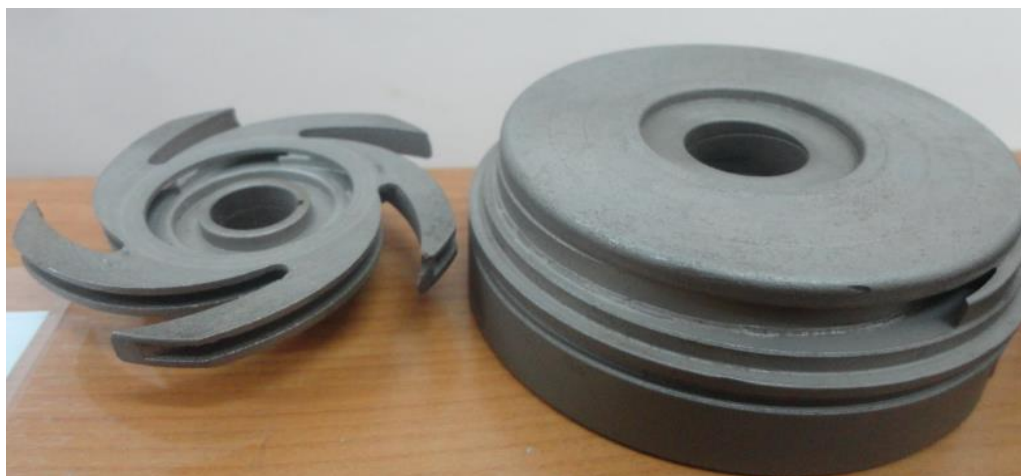


Рисунок 31 – Открытое рабочее колесо и его направляющий аппарат

Однако открытые колеса имеют ряд недостатков, в первую очередь низкий КПД из-за утечек жидкости вследствие отсутствия направляющих дисков, однако, создание минимальных зазоров в рабочей секции, позволяет добиться энергетических характеристик, сходных с характеристиками обычных ступеней. Еще одна проблема заключается в сложности установки осевых подшипников вследствие отсутствия дисков, в связи с чем, возникают проблемы, связанные с трением в ступенях. Соблюдение минимальных зазоров требует высокоточного изготовления, что значительно увеличивает стоимость ЭЦН. В связи с повышенной стоимостью такого оборудования, оно не получило широкого распространения, однако в условиях повсеместного применения ГРП и прочих методов интенсификации многократно увеличился процент крайне осложненных скважин, где применение обычного оборудования не приемлемо. В связи с этим УЭЦН с открытыми рабочими колесами набирает популярность.

В ходе дальнейшего развития данной технологии появились рабочие колеса с частично оставленным верхним или нижним диском. Такая конструкция позволяла использовать более эффективные осевые подшипники, однако окончательно проблема не решалась. Другим недостатком данной конструкции является некомпенсированность осевой силы и проблема размещения осевых подшипников. Основной идеей предлагаемой конструкции (рисунок 32) является полное уравнивание осевой силы, которое обеспечивает «подвешенное состояние» рабочего колеса в процессе работы. Это достигается путем создания вихревого движения жидкости над единственным диском рабочего колеса с помощью дополнительных лопастей. В предложенной конструкции нагрузка со стороны колеса на осевые (как верхний, так и нижний) подшипники ступени минимальна. Поэтому сохраняется высокая износостойкость и надежность конструкции в условиях перекачивания жидкостей с повышенным содержанием механических примесей. Конфигурация, геометрические размеры, а также количество

разгружающих лопастей подбираются для каждого открытого колеса индивидуально в зависимости от развиваемого давления, рабочего диапазона подач и основных геометрических размеров колеса.



Рисунок 32 - Разгружающие лопасти открытого колеса [15]

Правильный выбор указанных параметров является определяющим фактором долговременной и надежной работы погружного насоса. Использование современных программных комплексов для моделирования течений позволяет выполнить этот подбор достаточно точно. Одной из первых открытых ступеней с осевой разгрузкой была разработана ступень ВНО5-20. За счет удаления нижнего диска рабочего колеса монтажная высота уменьшилась на 35%, а напорность (напор, развиваемый 1 м насоса) увеличилась с 186 до 39 м/м по сравнению со ступенью ВНН5-20 обычной конструкции. КПД на оптимальной подаче уменьшился на 4 пункта: с 33% для ВНН5-20 до 29% для ВНО5-20. Открытая ступень ВНО5-20 внутри диапазона подач от 7 до 25 м³/сут. работает в «подвешенном состоянии». Осевой зазор между открытыми торцами рабочих лопастей колеса и донышком направляющего аппарата составляет 0,2–0,5 мм. Эффективность осевой разгрузки подтвердили сравнительные ресурсные испытания ступени ВНО5-20 и ступени без осевой разгрузки на смеси вода + кварцевый песок в течение 4 часов при частоте вращения вала 2910 об./мин. Установили, что напор ступени

с осевой разгрузкой практически не изменился, а КПД снизился незначительно – на 4%, в то время как напор открытой ступени без осевой разгрузки уменьшился на 40%, а КПД – на 12 [15].

Таким образом, ступени с открытыми рабочими колесами имеют очевидное преимущество, и в определенных случаях помогают решить проблему высокого содержания КВЧ в пластовом флюиде и высокого газосодержания. Также, за счет описанных выше преимуществ, данные ступени позволяют эксплуатировать ЭЦН в условиях высокой интенсивности солеотложения [4].

Для борьбы с КВЧ также используются различные фильтры и шламоуловители. Однако это оборудование имеет тот недостаток, что основным его принципом работ является задержка частиц на различных сетках, уловителях, что, в конце концов, приводит к их закупорке.

Также существуют сепараторы механических примесей. Различают сепараторы гравитационного и гидроциклонного действия.

Как пример рассмотрим работу гидроциклонного сепаратора ПСМ5-114 [4] (рисунок 33). Сепаратор механических примесей ПСМ5-114 производства «Новомет-Пермь» был испытан в 2008-м и 2009-м годах в компании «РН-Юганскнефтегаз». Испытания пяти комплектов показали среднюю наработку на отказ на уровне 74 суток после внедрения оборудования (до внедрения — 163 суток). Таким образом, рост наработки составил порядка 111 суток, в связи с чем в 2010 году предприятие приобретает еще 40 комплектов сепараторов этого типа.

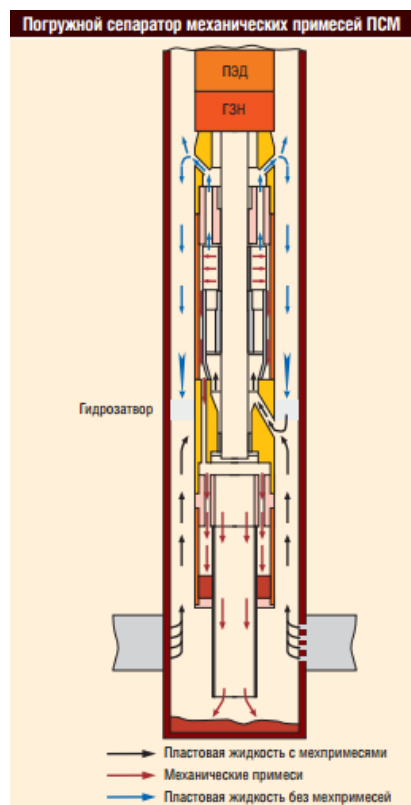


Рисунок 33 – принцип работы гидроциклонного сепаратора ПСМ5-114 [25]

Эффективность использования погружных сепараторов механических примесей на проблемном фонде ОАО «Славнефтьрегионнефтегаз» в 2008 году составила плюс 40 суток. При этом достигнутый уровень наработки в 106 суток, конечно, предприятие не вполне удовлетворяет. По утверждению специалистов «Славнефти», при спуске ПСМ возникает много других проблем, в частности по солеотложению [25].

3.2.3 Вредное влияние солеотложений на работу установки и способы борьбы с ними

Соли выпадают в осадок в случае, когда концентрация ионов в растворе превышает равновесную. Это может происходить либо в случае возрастания концентрации ионов соли при той же равновесной концентрации, либо в случае снижения предельной растворимости соли, либо если эти процессы происходят вместе. Первое из этих условий возникает, как правило, при смешивании вод

различного состава, не совместимых химически друг с другом. Второе условие выполняется при перенасыщении вод, вследствие уменьшения равновесной растворимости солей. Это явление может происходить при изменении температуры, давления, выделении газов.

Вышеописанные процессы возникают, как правило, при заводнении. В случае заводнения химический и термический баланс нарушается, возникают благоприятные условия для выпадения солей на стенках оборудования. К тому же при подъеме обводненного флюида по ступеням УЭЦН происходит значительное изменение термодинамических параметров и обильное перемешивание флюида. Это ускоряет процесс выпадения солей [23]. В результате отложения солей на элементах УЭЦН увеличиваются силы трения в рабочих органах насоса и ПЭД. Возрастает нагрузка, ухудшается теплообмен. Увеличение температуры между ступицами рабочих колес и расточками направляющих аппаратов приводит к дальнейшему увеличению интенсивности солеотложения. В результате УЭЦН перегревается из-за снижения подачи и уменьшения скорости потока жидкости, снижается КПД насоса и напор ступеней. (статья про борьбу с солями и КВЧ). Фото рабочих органов УЭЦН, подвергшихся обильному солеотложению представлены на рисунке 34.



Один из основных методов борьбы с солеотложениями - промывка УЭЦН соляной кислотой. Данный метод достаточно эффективен, однако приводит к коррозии металла. Еще один метод защиты оборудования - это использование специальных полимерных материалов. Также при использовании станций управления с частотно – регулируемым приводом используется режим встряхивания, не позволяющий солям оседать на оборудовании. В компании Сургутнефтегаз применяются погружные скважинные контейнеры, заполненные твердым химическим реагентом, которые крепятся к основанию ПЭД. Также повсеместно используется закачка различных ингибиторов с помощью блока реагентного хозяйства (БРХ). Использование ингибиторов позволяет увеличить межремонтный период скважины в 2 раза. БРХ осуществляет дозированную закачку ингибитора в затруб скважины. После закачки ингибитор движется по затрубному пространству до динамического уровня, смешивается с жидкостью и поступает на прием УЭЦН.

Также, для предотвращения солеотложения используется оборудование для магнитной обработки фирм Integra Tech Associates и Magnetic Technology Australia, в котором применяются постоянные магниты. Российским аналогом данного оборудования является системный активатор NBF-1A. Под действием магнитного поля растворенные соли изменяют свою структуру, не осаждаясь в виде твердых осадков, а выносятся из скважины как кристаллический мелкодисперсный «шлам». Преимуществом данного метода является простота конструкции, к недостаткам относится необходимость обработки оборудования до начала кристаллизации солей [9].

Существует еще и акустический метод борьбы с солеотложениями. Физический принцип данного метода основан на создании акустических колебаний специальным акустическим излучателем, что приводит к предотвращению образования центров кристаллизации. Данный метод не предотвращает образование солей а переносит их образование в продукцию.

Испытание прототипов установок в стволе эксплуатируемых скважин показало эффективность данного метода.

Иногда применяют снижение забойного давления путем изменения типоразмера УЭЦН и глубины его спуска.

Описанные в предыдущем разделе ступени с открытыми рабочими колёсами также позволяют добиться положительных результатов благодаря известным преимуществам.

Существуют и другие, менее распространённые способы борьбы с солеотложениями.

3.2.4 Влияние кривизны ствола скважины и глубины спуска насоса и методы борьбы с данными осложнениями

Основное негативное влияние кривизны ствола скважины сказывается как правило при спуско–подъемных операциях, так как существует высокая вероятность повреждения кабельной линии. В целях защиты кабельной линии при спуске установки используют специальные протекторы (рисунок 35), которые крепят вокруг модуль секций насоса. Протекторы препятствуют возникновению трения кабеля о стенки обсадной колонны.

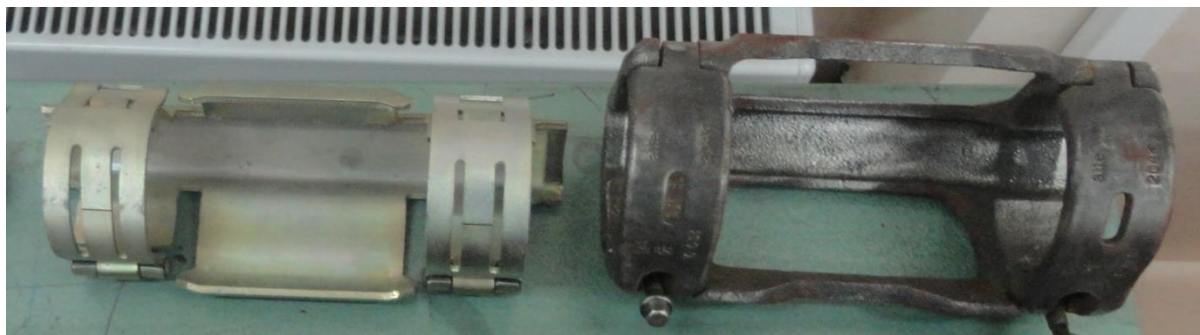


Рисунок 35 – Протекторы для защиты кабеля

Большие глубины спуска оборудования являются фактором отрицательно влияющим на работу оборудования. При увеличении глубины спуска насоса в

скважину увеличивается металлоемкость оборудования а также риск повреждения кабеля.

При эксплуатации насоса на больших глубинах, близким к глубинам перфорации, обеспечивается максимальная депрессия на пласт, и как следствие – большой приток и большие дебиты скважин. Однако с увеличением депрессии увеличивается вероятность разрушения призабойной зоны пласта, вынос механических примесей к забою и его засорение, засорение самого насоса. К тому же при глубине подвески насоса близкой к интервалу перфорации уменьшается естественная гравитационная сепарация флюида, механические примеси увлекаются во входной модуль насоса, не успевая осесть на забой скважины.

Существуют условия, когда нижний интервал скважины имеет недопустимо высокую кривизну, вследствие чего спуск УЭЦН в этот участок связан с рисками быстрого выхода установки из строя. Кроме того, увеличение глубины спуска ведет к уменьшению ННО установки. В этой ситуации возможно применение так называемых двусторонних УЭЦН. Двусторонний УЭЦН представляет собой конструкцию, отличающуюся от обычного тем, что он имеет двусторонний двигатель, выше которого собраны элементы обычного УЭЦН, а ниже двигателя стоит дополнительная подпорная секция, к которой крепиться хвостовик, спускаемый в интервал перфорации (рисунок 36). В хвостовке может быть установлен шламоотделитель и контейнер для шлама.

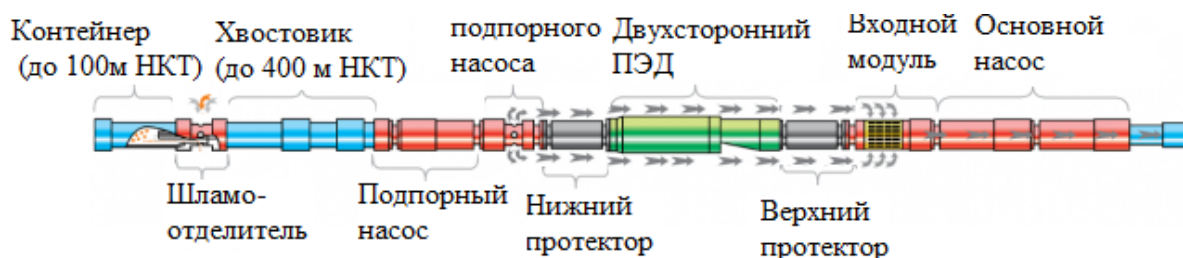


Рисунок 36 – Принципиальная схема двустороннего УЭЦН [30]

Насос данной конструкции имеет то преимущество, что работа пласта в таких условиях не зависит от гидростатического и гидродинамического

давления, так как откачка пластового флюида производится непосредственно из продуктивного интервала пласта. Помимо этого, подпорная секция создает противодействие на столб жидкости, находящийся выше нее, уменьшая тем самым давление на забой. Данные обстоятельства позволяют искусственно сильно завышать динамический уровень, уменьшая тем самым глубину спуска насоса. Кроме того, хвостовик может быть спущен в интервалы с большими значениями кривизны, куда УЭЦН спустить нельзя. При использовании шламоотделителя и контейнера для шлама возможно дополнительное отделение механических примесей.

В условиях нехватки пластовой энергии, ЭЦН зачастую погружает на глубины, близкие к интервалу перфорации, чтобы обеспечить необходимую депрессию на пласт. Однако в этом случае все равно существует необходимость поддержания динамического уровня в пределах 50 – 500 метров над приемом насоса, что в свою очередь не позволяет увеличивать депрессию. Также при эксплуатации ЭЦН вблизи интервалов перфорации происходит обильный захват насосом механических примесей.

Использование двусторонних УЭЦН позволяет создавать большие депрессии на пласт без необходимости его погружения в интервал перфорации, что ведет к увеличению дебита скважин. К тому же значительно уменьшается попадание КВЧ в насос, уменьшается глубина спуска, увеличивается ННО установки [30]. Несколько установок двухсторонней конструкции были экспериментально внедрены на Мамонтовском месторождении, где показали положительный эффект от внедрения. Имеется информация об увеличении дебита на экспериментальных скважинах. Экономический эффект от внедрения данных установок рассмотрен ниже, в главе 4.

3.2.5 Влияние температуры пластовой жидкости

Высокая температура пластового флюида повышает требования к используемому оборудованию. Так, например ПЭД фирмы “Алмаз” обычного

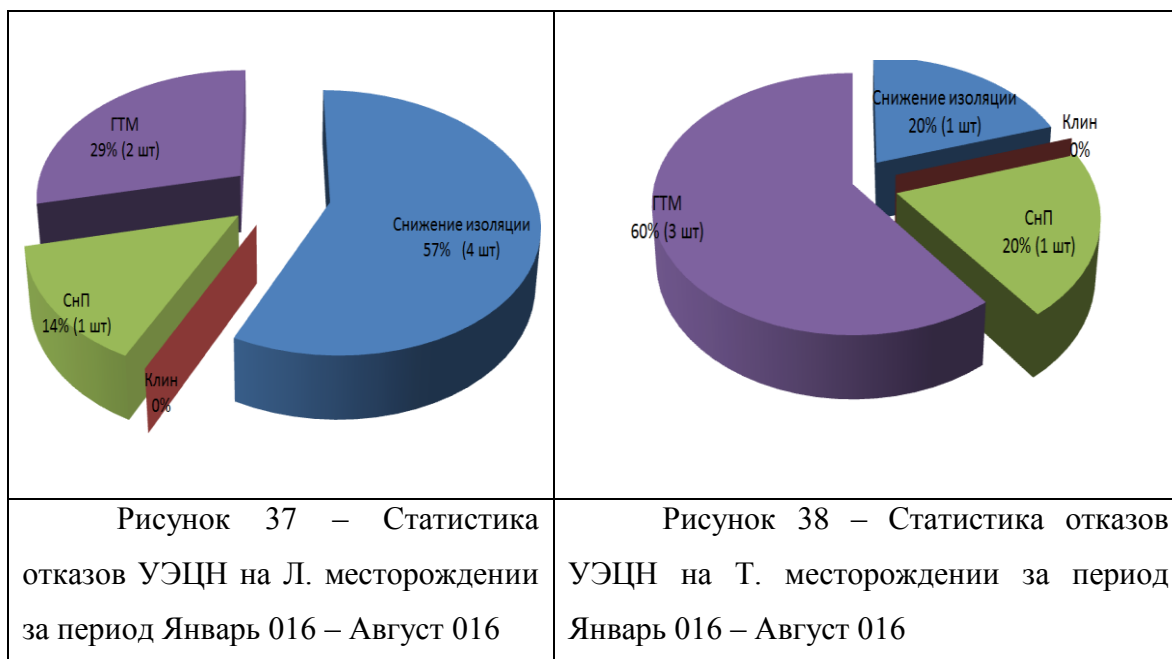
исполнения способен работать при температуре до 110 °С, теплостойкого – до 135 °С. Кабельные линии также чувствительны к пластовым температурам и в зависимости от температур флюидов используются различные марки кабельных линий. Марка кабельных линий КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах до 160 °С [26].

3.3 Вывод по разделу 3.2

Рассмотренные способы борьбы с осложнениями позволяют значительно увеличить межремонтный период УЭЦН. Следует сказать, что в данном разделе описаны не все, а только наиболее интересные и перспективные с точки зрения автора методы борьбы с осложнениями. К рассмотренному перечню решений следует добавить такой способ увеличения ННО как корректный подбор УЭЦН к скважине, который подробно рассмотрен выше.

3.4 Анализ отказов установок электроцентробежного насоса на месторождениях Т. и Л.

По данным месторождениям имеется информация по отказам за период Январь 2016 – Август 2016 (Рисунки 37,38). Также имеется некоторая геолого-техническая информация. Геолого-технические условия на данных месторождениях практически одинаковые, продуктивный пласт один и тот же.



На рассматриваемых месторождениях средняя наработка на отказ составляет около 400 суток, нет часто ремонтируемых скважин, это говорит об отсутствии каких-либо чрезвычайно вредных факторов. Однако установки все равно выходят из строя, попытаемся определить причины этого. Как можно видеть из диаграмм, наиболее распространённые причины отказов (без учета ГТМ):

- Снижение подачи
- Снижение изоляции кабеля

Судя по геолого-техническим данным, условия на данных месторождениях не имеют аномально вредных факторов, приводящих к отказам. Газовый фактор не высокий, нефть легкая, маловязкая, малосмолистая, парафинестая. Средняя обводненность 43%, пластовая вода, достаточно солонья, что будет приводить к ускоренному солеотложению.

Данная информация не объясняет картины отказов, поэтому привлечем дополнительную информацию. Известно, что скважины на данных месторождениях имеют малые дебиты (от 10 до 50 м³/сут), пласты малопродуктивны. Вследствие этого ЭЦН погружали практически в интервалы

перфорации, чтобы обеспечить отбор флюида на постоянном режиме работы. Однако в интервалах перфорации приемные модули насосов захватывали повышенное количество КВЧ, так как механические примеси не осаждались на забой под действием гравитации, а увлекались в насос вместе с потоком. Помимо этого, редко производились промывки ЭЦН, из-за опасности заглушить малопродуктивный пласт. Эти факторы, в совокупности с солеотложениями и отложениями парафинов и приводили к снижению производительности насосов и ускоряли выход УЭЦН из строя по причине снижения производительности (СнП).

Выход установок из строя по причине снижения изоляции кабеля, очевидно, является следствием производственного брака кабеля. Иных причин, которые могли бы негативно повлиять на качество изоляции не было найдено.

Таким образом, выше были выдвинуты предположения о вероятных причинах отказов УЭЦН на данных месторождениях. Провести проверку данных гипотез методами постановки эксперимента или МФА не представляется возможным вследствие недостаточного количества данных и сложности проведения моделирования.

Рекомендации по возможному решению проблем на этих месторождениях представлены далее, в главе 4.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Экономическая эффективность внедрения двухсторонних УЭЦН на Мамонтовском месторождении

В данной дипломной работе, в разделе 3. 2, был проведен обзор основных осложнений, приводящих к отказам УЭЦН, а также рассмотрены некоторые технологии и мероприятия позволяющие справляться с вредоносным влиянием осложнений и увеличивать ННО установки. Акцент при описании способов борьбы с осложнением автор делал на относительно новых технологиях, внедренных недавно, или вовсе проходящих этапы опытных испытаний. В связи с этим, особенно актуальным является вопрос оценки экономической целесообразности использования той или иной технологии или оборудования. Среди рассмотренных технологий для расчета экономической эффективности внедрения была выбрана технология использования двусторонних УЭЦН. Это связано с тем, что автор проходил производственную практику, в ходе которой были получены данные по результатам внедрения этих установок на Мамонтовском месторождении. К тому же, в ходе анализа этого месторождения и эффективности использования на нем новой технологии, удалось выяснить, что Мамонтовское месторождение имеет много общего с рассмотренными в разделе 3.4 Л. и Т. месторождениями. Это значит, что технология, показавшая экономическую эффективность от внедрения на Мамонтовском месторождении, может быть рекомендована к внедрению и на рассмотренных выше месторождениях.

Мамонтовское месторождение разрабатывается с 1970 года. Понятно, что в данный момент месторождение находится на завершающем этапе разработки. В связи с этим возникают проблемы характерные для месторождений с истощёнными запасами сырья и нехваткой пластовой энергии. К таким проблемам в частности относятся низкие коэффициенты продуктивности скважин, высокая засоренность призабойной зоны пласта, вынос большого

числа КВЧ. Причиной этих осложнений является то, что не удастся создать больших депрессий на пласт и добиться больших значений дебита. Происходит ситуация, аналогичная ситуации на месторождениях Т. и Л.

С целью решения имеющихся проблем на Мамонтовском месторождении в 2016 году было принято решение провести испытание 18 двусторонних установок электроцентробежных насосов. Планировалось, что это позволит искусственно уменьшить динамический уровень, уменьшить давление на забой, создать высокую депрессию на пласт и защитить установки от вредного влияния КВЧ. Подробное описание данных установок представлено в разделе 3.2.4.

Основной эффект от внедрения заключается в увеличении дебита скважин, и как следствие, получения дополнительной добычи нефти. Эффект от увеличения ННО пока посчитать не представляется возможным из-за недостатка статистических данных.

Итак, была получена следующая информация о результатах внедрения:

Годовая добыча нефти – 4750800 тонны

Применение двухсторонних УЭЦН – это мероприятие с дополнительной добычей нефти (газа) (ΔQ).

Доля условно-переменных затрат составляет 40%.

Объем дополнительно добытой нефти – 60840 тонн

Цену за 1 тонну нефти примем равной 20000 руб

Затраты на одну операцию по предоставленным данным равняется 3,812560 млн. руб. Количество скважино-операций в 2016 году – 18.

Норму дисконта примем 10 %.

Ставка налога на прибыль примем 24 %.

Производственная себестоимость валовой продукции 6081024,000 тыс. руб.

Условно-переменные затраты 2432410,000 тыс. руб.

Процент условно-переменных затрат 40 %.

Проведём расчет ПДН и ЧДД на ближайшие 3 года, то позволит определить экономическую эффективность от внедрения. Представим расчет для 2016 года, аналогично рассчитаем значения для 2017 и 2018 годов:

1. Прирост выручки от реализации определим по формуле [13]:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t * C_t,$$

где ΔQ_t - объем дополнительно добытой нефти; C_t - цену за 1 тонну нефти.

$$\Delta B(Q)_{2016} = 29840 * 20000 = 596,8 \text{ млн. руб.}$$

Текущие затраты определяются как сумма затрат на мероприятие и затрат условно-переменных по формуле:

$$\Delta Z_t = Z_{\text{дон}t} + Z_{\text{мер}t},$$

- текущие затраты на дополнительную добычу:

$$Z_{\text{дон}t} = \Delta Q_t * c / c * d_{\text{yn}} / 100,$$

$$Z_{\text{дон}2016} = 60840 * 1280 * 0,40 = 31,15008 \text{ млн. руб.}$$

- текущие затраты на мероприятие:

$$Z_{\text{мер}t} = C_{\text{нр}} * N_{\text{м}}$$

$$Z_{\text{мер}2016} = 3812560 * 18 = 68,62608 \text{ млн. руб.}$$

- всего затрат по формуле:

$$31,150080 + 68,626080 = 99,77616 \text{ млн. руб.}$$

2. Капитальные вложения отсутствуют, так как затраты на мероприятия включаются в себестоимость продукции.

3. Прибыль от реализации - по формуле:

$$\Delta Pr_{\text{реал}} = \Delta B_t - \Delta Z_t,$$

$$\Delta Pr_{\text{реал}} = 598,8 - 99,776160 = 499,02384 \text{ млн. руб.}$$

4. Налог на прибыль - по формуле:

$$\Delta H_{\text{нр}t} = \Delta Pr_{\text{т}} * N_{\text{нн}} / 100,$$

где $N_{\text{нр}}$ - ставка налога на прибыль.

$$\Delta H_{\text{нр}2016} = 499,02384 * 0,24 = 119,7657216 \text{ млн. руб.}$$

5. Поток денежной наличности - по формуле (9):

$$\Delta\Pi ДНt = \Delta\Pi p t - \Delta H n p t - \Delta Z t$$

$$\Delta\Pi ДН_{2016} = 598,8 - 99,77616 - 119,7657216 = 379,25812 \text{ млн. руб.}$$

6. Коэффициент дисконтирования - по формуле (11):

$$\alpha t = \frac{1}{(1 + E_{nn})^{p-t}},$$

где E_{nn} - норма дисконта.

$$\alpha_{2016} = \frac{1}{(1 + E_{nn})^{p-t}} = \frac{1}{(1 + 0,1)^{1-1}} = 1$$

7. Дисконтированный поток денежной наличности - по формуле:

$$\Delta\Pi ДНt = \Pi ДНt * \alpha t,$$

$$\Delta\Pi ДН_{2016} = 379,25812 * 1 = 379,25812 \text{ млн. руб.}$$

8. Чистый дисконтированный доход на определенный год:

$$\text{ЧДД}_t = \sum \Delta\Pi ДН_t,$$

$$\text{ЧДД}_{2016} = \Delta\Pi ДН_{2016} = 379,26 .$$

Аналогично расчету за 2016 год были произведены расчеты по 2017 и 2018 годам. Однако был взят во внимание факт снижении добычи нефти вследствие постепенного истощения запасов пласта. Предположим, что дополнительная добыча нефти будет падать на 10 % каждый последующий год. Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет экономических показателей, млн. руб.

Показатели	Обознач.	2016	2017	2018
Количество операций,	Nt	18	-	-
Прирост добычи нефти, тыс.т	Qt	60840	54756	49280,4
Прирост выручки от реализации	Bt	596,8	1095,12	985,608
Общие затраты	3t	99,77	31,15	31,15
Прирост прибыли	Ppt	499	1064	954,46
Налог на прибыль	ΔH_{ppt}	119,77	255,35	229
Капитальные затраты	Kt	-	-	-
Поток денежной наличности	ПДНt	379,26	808,61	725,4
Коэффициент дисконтирования	αt	1	0,909	0,826
Дисконтированный ПДН	ДПДНt	379,26	735,1	599,5
Чистый дисконтированный доход	ЧДДt	379,26	1114,36	1713,86
Индекс доходности, руб./руб.	ИД	25		

9. После расчета чистого дисконтированного дохода от проведения мероприятия рассчитаем индекс доходности от проведения мероприятия [6]:

$$ИД = \frac{ЧДД}{З_{мер}} = \frac{1713,859}{68,62608} = 25 \text{ руб./руб.},$$

$$ЧДД = \sum_{2016}^{2018} \Delta ДПДН_t = ДПДН_{2018}.$$

Как показал расчет экономической эффективности проекта, при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение 1 года. На расчетный счет предприятия за рассматриваемый период поступили средства с учетом фактора времени, то есть дисконтирования, - 1713,86 млн. рублей. Очевидно, эффект от внедрения положительный.

Как было сказано выше, Мамонтовское месторождение имеет много общего с месторождениями Т. и Л. В связи с тем целесообразно произвести опытно-промышленное внедрение двусторонних УЭЦН на месторождениях

Т. и Л. В случае удачи, технология позволит справляться с основными осложнениями на данных месторождениях и получать дополнительную прибыль.

5 ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Установка электроцентробежного насоса является сложным и потенциально опасным оборудованием. В случае не соблюдения мер безопасности при работе с данным оборудованием возникает риск возникновения чрезвычайных ситуаций, которые могут привести к травмированную или даже гибели людей. В данной дипломной работе рассмотрено такое явление как отказ данного оборудования. После выхода из строя установки неизбежно следует ее подъем с целью дальнейшего ремонта или списания. Процессы работы с установкой и ее подъема при ремонте несут определенные риски. Можно выделить следующие опасные факторы, применительно к УЭЦН:

1) Высокие рабочие напряжения и токи.

УЭЦН работают с напряжениями, которые составляют от 380 до нескольких тысяч Вольт. Токи при работе оборудования составляют десятки Ампер. Понятно, что столь высокие значения напряжений и токов приведут к трагедии в случае не соблюдения техники безопасности. Все рабочие звенья УЭЦН должны иметь заземления. Перед началом работы с электрооборудованием необходимо визуально осмотреть его. Работать со станцией управления необходимо только в специальных диэлектрических перчатках, подкладывая по ноги резиновый коврик.

2) Высокие веса используемого оборудования.

Данный фактор имеет место преимущественно при проведении ремонта оборудования. Следует соблюдать все нормы и правила безопасности при проведении работ такого рода.

3) Газ, просачивающийся на устье через броню кабеля.

Газ, в случае проникновения по броне кабеля к элементам работающим с высоким напряжением может детонировать. Для предотвращения проникновения газа к ископанным элементам, на устье используют шкаф временного подключения.

Работа с установками электроцентробежных насосов подразумевает работу на кустовых площадках, на которых имеется много других опасных и вредных факторов. Ниже приведены основные из этих факторов и требования безопасности при работе в опасных условиях.

5.1 Анализ вредных и опасных факторов, возникающих в процессе эксплуатации фонда скважин

Таблица 6 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин:

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Пониженная температура окружающей среды; 2. Загазованность воздуха рабочей зоны	1. Электрический ток; 2. Давление в системах работающих механизмов; 3. Пожаровзрывобезопасность	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

5.2 Пониженная температура окружающей среды

Во избежание возникновения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в различных компаниях, например ООО «Стимул-Т», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [20]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: - 36 °С;

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

5.3 Загазованность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [20].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам рабочие допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

5.4 Электрический ток

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

5.5 Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, также со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно – измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

5.6 Пожаровзрывобезопасность кустовых площадок

Кустовые площадки запроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [21]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;

- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматическую остановку агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных объектах и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А·мин;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 7).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 8.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Таблица 7 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений:

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Классы зон	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 8 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности:

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрыво-опасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

**Примечание:*

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;

Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;

5.7 Основные мероприятия по обеспечению безопасности условий труда

Основное условие безопасности при обслуживании нефтяных скважин – соблюдение трудовой и производственной дисциплины всеми работающими на них.

Все работы связанные с эксплуатацией УЭЦН (обслуживание, перевозка, монтаж, демонтаж) должны выполняться в соответствии с правилами безопасности и инструкциям по охране труда для рабочих цехов добычи нефти и ППД, а также следующими документами:

1. Правило безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утверждение Госгортехнадзором.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.
3. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.
4. Правила устройства электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.
5. Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ, утвержденное ОКБ БН.

На работу следует принимать лиц не моложе 18 лет, годных по состоянию здоровья, соответственным образом обученных и прошедших инструктаж по технике безопасности.

Перевозка рабочих на место и обратно должна осуществляться на бортовых автобусах или специально оборудованных грузовых бортовых автомобилях, а в труднодоступных местностях – на вездеходах. Продолжительность рабочего времени установлена трудовым законодательством и не должна превышать 41 час в неделю.

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, соответствующей времени года (лето – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых; зимой – шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы).

На каждом кусте должна быть оборудована пульт-будка с имеющимися в наличии аптечкой, бачком с питьевой водой, носилками, а также мебелью для отдыха.

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк (СНиП I – 4-79).

Особое внимание следует обратить на санитарное состояние территории куста, не допускать его захламления и замазученности, зимой необходимо регулярно расчищать снежные заносы на подходах к скважине.

Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК (углеводороды предельно С-С10 в пересчете на С – 300 мг/м³, ГОСТ 12.1.005-76). Во время ремонта скважин при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью соответствующих параметров и качества. Работы в загазованной зоне должны проводиться в соответствующих противогазах.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах оборудованных УЭЦН должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Конструкция устьевого оборудования должна обеспечить возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины.

Наземное оборудование УЭЦН должно быть установлено в специальной будке или на открытой местности на расстоянии не менее 20 м от устья скважины.

При установке наземного оборудования в будке станция управления должна быть расположена так, чтобы при открытых дверцах обеспечивался свободный выход из будки.

При установке электрооборудования на открытой местности оно должно иметь ограждение и предупреждающий знак «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Намотка и размотка кабеля на барабан кабеленаматывателя должна быть механизирована. Производить намотку (размотку) кабеля вручную, а также тормозить барабан руками, доской или трубой запрещается.

Все открытые движущиеся части механизмов кабеленаматывателя могущие служить причиной травмирования должны иметь ограждения.

Прокладка, перекладка кабелей УЭЦН по эстакаде рядом с действующими кабелями, находящимися под напряжением, а также перекладка кабелей допускается в случае необходимости при выполнении следующих условий:

- работу должны выполнять рабочие, имеющие опыт прокладки кабелей, по наряду-допуску (распоряжению электротехнического персонала ЦБПО НПО под руководством лица с группой по электробезопасности не ниже V при напряжении выше 1000 В;

- работать следует в диэлектрических перчатках, поверх которых для защиты от механических повреждений одеваются брезентовые рукавицы. Санитарные нормы действия тока на организм, устанавливает ГОСТ 12.1.000-76.

Таким образом, в данном разделе разработаны основные мероприятия, которые обеспечат безопасные условия работы операторов при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, в данной дипломной работе была многосторонне рассмотрена установка электроцентробежного насоса для добычи нефти, а также явления и процессы, связанные с ней. Считаю, что поставленная во введении цель была достигнута. Был выполнен анализ причин отказов УЭЦН по различным фондам, в частности предпринята попытка поиска причин отказов УЭЦН на месторождениях Т. и Л., а также выработана рекомендация по внедрению перспективной технологии на этих месторождениях.

Выполнение поставленной цели достигалось в следующем порядке:

Последовательно было разобрано устройство и работа УЭЦН, что позволило в дальнейшем ориентироваться в водимых понятиях. Затем были описаны возможные поломки (отказы) УЭЦН и поставлена проблема поиска причин этих поломок. Удалось заключить, что распределение отказов по различным фондам не имеет определенной направленности, однако существуют наиболее часто встречающиеся неисправности. К таким неисправностям можно отнести снижение изоляции кабеля, снижение или отсутствие подачи, клин насоса. В ходе рассмотрения существующих сегодня методов поиска причин отказов УЭЦН были рассмотрены такие методы как постановка эксперимента и проведение многофакторного анализа.

Показано, что данные методы позволяют проверить гипотезу о влиянии того или иного явления на поломки элементов УЭЦН, однако эти методы имеют свои недостатки, являются трудно выполнимыми. В связи с этим наиболее распространённым способом определения причин отказов УЭЦН остается выдвижение гипотез о факторах спровоцировавших отказы посредством логических заключений, без их проверки экспериментом или МФА.

Далее из множества факторов негативно влияющих на работу установки были выбраны факторы, считающиеся наиболее вредными для работы УЭЦН. Конкретно были рассмотрены: влияние газа, влияние КВЧ, солеотложения на

органах УЭЦН, влияние кривизны ствола скважины, глубины спуска и пластовой температуры. По борьбе с каждым из этих факторов были выдвинуты предложения. Безусловно, рассмотрены не все осложняющие факторы и не все методы борьбы с ними, а лишь те, которые показались автору наиболее интересными и эффективными.

Затем, на основе полученных знаний и выводов был проведен анализ причин отказов на месторождениях Т. и Л. Были определены возможные причины поломок УЭЦН на этих месторождениях. Также, на основе расчета экономической эффективности внедрения технологии двусторонних УЭЦН на Мамонтовском месторождении, было рекомендовано проведение опытно-промышленных испытаний на данных месторождениях, так как они во многом схожи с Мамонтовским.

Считаю, что информация, приведенная в данной выпускной квалификационной работе, является полезной и актуальной и может быть использована в образовательных целях либо при проведении каких-либо изысканий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агеев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности»/ А.М. Агеев Джалаев, И.В. Золотарев, А.С. Ермакова, Е.В. Пошвин//Бурение и нефть. – М., 2013 № 10. – С. 36–40.
2. Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Оборудование и технологии нефтегазового комплекса . - 2007. - №6.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. — М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И. М. Губкина, 2002. - Ч. 1. — 768 с.: ил \ISBN 5-7246-0180-X.
4. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабирова А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Ступени центробежных насосов для добычи нефти с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным керамико-полимерным покрытием // Территория Нефтегаз. - 2008. - №12.
5. Ивановский В.И. Домашнее задание по машинам и оборудованию для добычи нефти часть 2 / В.И. Ивановский, Н.Н. Соколов – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
6. Канке А.А. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия: Учебное пособие. — 2-е изд., испр. и доп. – М.: ИД «Форум»: ИНФРА-М, 2011. — 288 с.
7. Красноборов Д.Н. Осложненный фонд скважин ООО "Лукойл-Пермь" // Инженерная практика . - 2016. - №4.
8. Ковальчук Я.П., Ковальчук З.Я., Круглов И.А. Новый подход к анализу причин низкой работоспособности УЭЦН // Территория нефтегаз. - 2009. - №6.
9. Ласуков. Р.Я. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации уэцн в пластах группы юс восточно-сургутского месторождения и методы борьбы с ними // Науки о земле. - 2015. - №11.
10. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков Н.Н. – М.: МИНГ.
11. Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5-7246-0234-2.
12. Потапов А.В. Инструкция по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН. - Томск: 2010.
13. Пястолов С.М. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия: учебник для вузов / С.М.Пястолов. — М.: ЮНИТИ, 2011. — 365 с.
14. Пономарев Р.Н. Аварийные отказы оборудования УЭЦН и разработка мероприятий по их устранению: дис. ... Канд. технических наук: 61:07-5/852. - Уфа, 2006.
15. Пещеренко М.П. Нефтяные ступени с открытыми рабочими колесами // Территория нефтегаз. - 2013. - №12.
16. Росляк А. Т., Санду С. Ф. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2013.

17. Ухалов К.А., Р.Я. Кучумов Методология оценки эксплуатации надежности работы УЭЦН // Науки о земле. - 2009. - №4.
18. Использование новых износостойких материалов // Studfiles.ru URL: <http://www.studfiles.ru/preview/4241605/page:2/#4> (дата обращения: 10.04.2017).
19. Методическая разработка открытого урока // Infourok URL: https://infourok.ru/metodicheskaya_razrabotka_otkrytogo_master_klassa_po_engs-138492.htm (дата обращения: 09.03.2017).
20. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;
21. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
22. Применение износостойких электроцентробежных насосов // Referatok.ru URL: <http://www.referatok.ru/103217/> (дата обращения: 10.04.2017).
23. Причины и условия отложения неорганических солей // Corrosion.su URL: [the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts](http://corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts) (дата обращения: 10.04.2017).
24. Станция управления с частотным регулированием ИРЗ-500 (СУ ЧР) руководство по эксплуатации // Irz URL: <https://www.irz.ru/uploads/files/11.pdf> (дата обращения: 09.04.2017).
25. Сепаратор механических примесей (гидроциклонного типа) // Банк технологий URL: <http://xn--90a8a.xn--h1aick0e.xn--8B-7> (дата обращения: 10.04.2017).
26. Установка УЭЦН // Ref911.ru URL: http://ref911.ru/show_id=344257.html (дата обращения: 10.04.2017).
27. Этапы создания УЭЦН // Novomet URL: <http://www.novomet.ru/rus/company/research-and-development/konnas-design-buro/history/birth-of-esp-systems/> (дата обращения: 09.03.2017).
28. Экономическое моделирование. Множественная регрессия // Portal.tpu URL: http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ARISTOVAEV/Student/Tab1/Lab%205_Econ_mod.pdf (дата обращения: 10.04.2017).
29. Rengm URL: <http://rengm.ru/rengm/gidrozhshhita-pjed.html> (дата обращения: 09.04.2017).
30. Двусторонние установки для добычи пластовой жидкости //almaz-samara.ru URL: <http://www.almaz-samara.ru/innovations/two-side-pump-plants> (дата обращения: 29.04.2017).
- 31 Яндекс картинки // yandex.ru. URL: <https://yandex.ru/images/> (дата обращения: 09.04.2017).