

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью электроцентробежных насосов на Северо-Останкинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.276.054.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Александров Максим Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Ответственный за реализацию ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Александрову Максиму Сергеевичу

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью электроцентробежных насосов на Северо-Останкинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Данные по отказом УЭЦН на Северо-Останкинском месторождении, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Общие понятия об установке электроцентробежного насоса</li><li>2. Характеристика, состав и устройство установок электроцентробежных насосов, режимов их работы.</li><li>3. Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов</li><li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li></ol>

		5. Социальная ответственность
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>		
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна	
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>		
Общее понятие об установке электроцентробежного насоса, физические принципы ее работы		
Характеристика, состав и устройство установок электроцентробежного насоса, режимы работы		
Анализ причин отказов установок электроцентробежного насоса		
Социальная ответственность		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			20.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Александров Максим Сергеевич		20.02.2018

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общее понятие об установке электроцентробежного насоса, физические принципы ее работы.....	10
1.1 Способы добычи пластовой жидкости .....	10
1.2. Принцип работы установки электроцентробежного насоса .....	11
1.3 Действие осложняющих факторов.....	14
2 Характеристика, состав и устройство установок электроцентробежного насоса, режимы работы .....	15
2.1 Характеристики погружных электроцентробежных насосов .....	15
2.2 Погружной центробежный насос .....	19
2.3 Спускной и обратный клапаны.....	20
2.4 Погружной электродвигатель .....	21
2.6 Газосепараторы и диспергаторы .....	24
2.7 Гидрозащита .....	27
2.7.1 Двухкорпусная гидрозащита .....	28
2.7.2 Однокорпусная гидрозащита.....	28
2.8 Кабельные линии .....	30
2.9 Трансформатор .....	34
2.10 Станция управления погружным асинхронным электродвигателем .....	36
2.11 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине .....	43
2.11.1 Выбор диаметра насосных труб .....	44
2.11.2 Определение необходимого напора ЭЦН .....	45
2.11.3 Подбор насоса .....	48
2.11.4 Выбор кабеля.....	50
2.11.5 Выбор двигателя .....	51
2.11.6 Определение основного диаметра агрегата .....	52
2.11.7 Выбор автотрансформатора.....	53
3 Анализ причин отказов установок электроцентробежного насоса.....	55
3.1 Виды отказов .....	55
3.2 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН.....	56

3.3 Межремонтный период .....	59
3.4 Нарботка на отказ.....	60
3.5 Анализ отказов установок электроцентробежного насоса на Северо-Останинском месторождении .....	62
3.6 Осложнения и их влияние на работу установки .....	64
3.6.1 Применение газосепараторов .....	64
3.6.2 Применение диспергаторов .....	72
3.6.3 Применение мультифазного насоса.....	76
3.6.4 Спуск УЭЦН ниже интервала перфорации.....	79
3.6.5 Использование измельчающих устройств для борьбы с механическими примесями .....	80
3.6.6 Химические методы борьбы с АСПО.....	82
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	85
4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по установке УЭЦН.....	85
4.2 Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы .....	86
4.3 Расчёт сметной стоимости работ.....	86
5 ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	93
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	94
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	96
5.2 Экологическая безопасность.....	99
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. ....	104
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	111

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114с., 46рис., 3табл., 29 источников.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, отказы УЭЦН, причины отказов, межремонтный период, анализ причин отказов, наработка на отказ, скважина, нефть.

Объектом исследования является установка электроцентробежного насоса.

Цель исследования – комплексный анализ причин отказов УЭЦН, в частности, на Северо-Останинском месторождении, а также рассмотрение возможных методов продления безаварийной работы установок.

В процессе исследования была рассмотрена установка электроцентробежного насоса для добычи нефти, а также явления и процессы, связанные с ней.

В результате исследования выявлено, что в условиях Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения применение использованного оборудования неэффективно. Рекомендованы способы оптимизации работы установок электроцентробежных насосов.

В будущем планируется дальнейшее использование и проведение ещё больше экспериментов с оборудованием для повышения эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН.

## 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;
- БРХ** – блок реагентного хозяйства;
- ГТМ** – геолого–технические мероприятия;
- СНП** – снижение производительности;
- ЗУМПФ** – зона успокоения механических примесей пластовых флюидов;
- ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа;
- РД** – рабочая документация;
- СНиП** – строительные нормы и правила;
- СИЗОД** – средства индивидуальной защиты органов дыхания.

## ВВЕДЕНИЕ

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

Объектом исследования является УЭЦН, целью – комплексный анализ причин отказов УЭЦН, 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.

-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.

Результаты данной работы позволяют наметить перспективные технологии для более эффективной добычи газожидкостной смеси. Применение этих технологий позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

# **1 Общее понятие об установке электроцентробежного насоса, физические принципы ее работы**

## **1.1 Способы добычи пластовой жидкости**

Добываемая пластовая жидкость - это смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа. Подъем пластовой жидкости с забоя скважины на поверхность, может происходить: за счет естественной энергии пласта либо за счет энергии, подаваемой в скважину каким-либо способом с дневной поверхности.

Все способы добычи нефти можно разбить на четыре группы:

1. Артезианское фонтанирование – фонтанирование при котором подъем жидкости на поверхность происходит за счет гидростатического напора жидкости, поступающей из скважины, т.е. за счет давления на забое работающей скважины.

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

3. Газлифтный способ добычи. При газлифтном способе эксплуатации недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа по специальному каналу. Газлифт подразделяется на два типа: компрессорный и безкомпрессорный. При компрессорном газлифте для сжатия попутного газа применяются компрессоры, а при безкомпрессорном газлифте используется газ газового месторождения, находящийся под давлением, или из других источников.

4. Насосные способы добычи. Насосным способом добычи нефти называется способ, при которых подъем жидкости осуществляется

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

Производительность современных погружных УЭЦН может колебаться от 10 до 2000м<sup>3</sup>/сут, а напор от нескольких метров до 3000метров столба перекачиваемой жидкости. Большими преимуществами погружных электроцентробежных насосных установок являются относительно большой межремонтный период работы. Поскольку на Северо-Останинском месторождении из фонда скважин оборудованных электроцентробежными насосами добывается основная масса всей добываемой продукции, далее в работе будут рассмотрены виды насосного оборудования[1].

## **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.

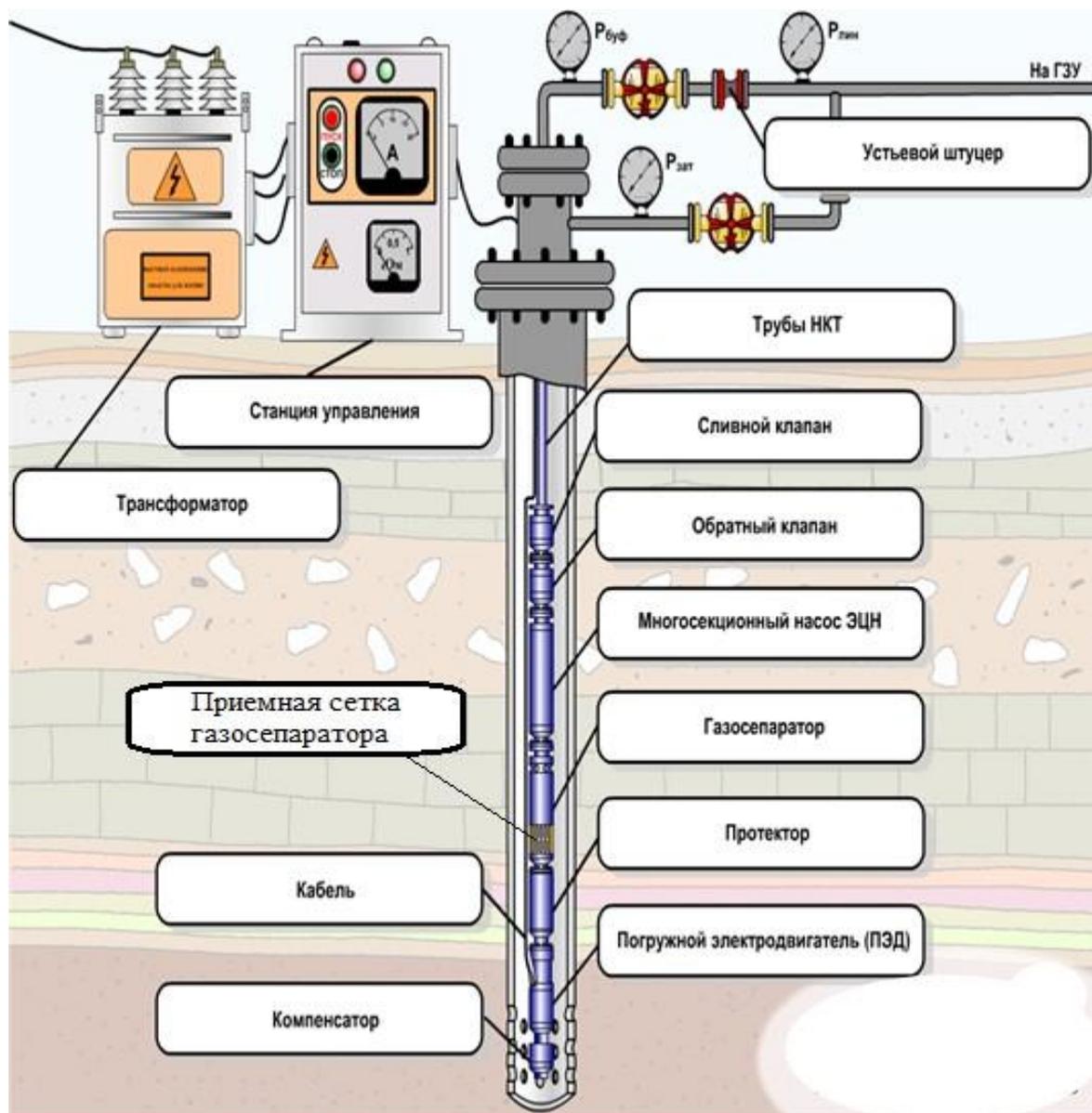


Рисунок 1 – Принципиальная схема устройства УЭЦН [2]

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

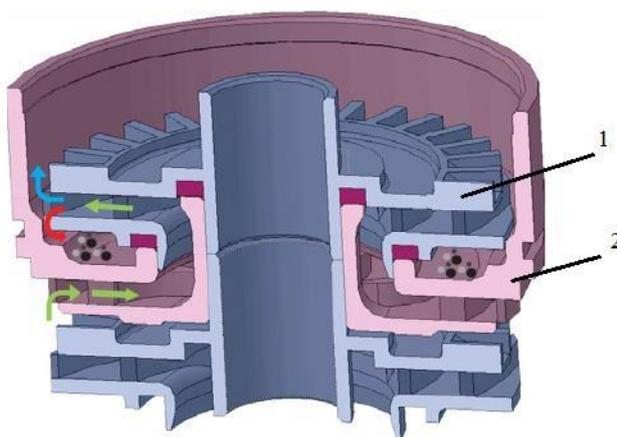


Рисунок 2 – Движение потока жидкости в ступени ЭЦН [3]

Затем жидкость последовательно поступает в следующий направляющий аппарат и рабочие колесо, приобретая новую порцию кинетической энергии. Рабочая пара колесо – направляющий аппарат называется ступенью ЭЦН. Ступени (рис. 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.



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. Увеличивается малодобитный 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, режимы 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  $1000\text{кг/м}^3$ , поэтому при расчете насоса к скважинным условиям необходим пересчет его параметров. Рациональная область работы насоса соответствует промежутку:

$$0,75*Q_{\text{опт}} < Q < 1,25*Q_{\text{опт}} \quad (1)$$

Как видно из основной характеристики насоса (рис.4), в этой области наиболее высокие значения КПД. При этом в левой части характеристики ( $Q < 0,7*Q_{\text{опт}}$ ) 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.

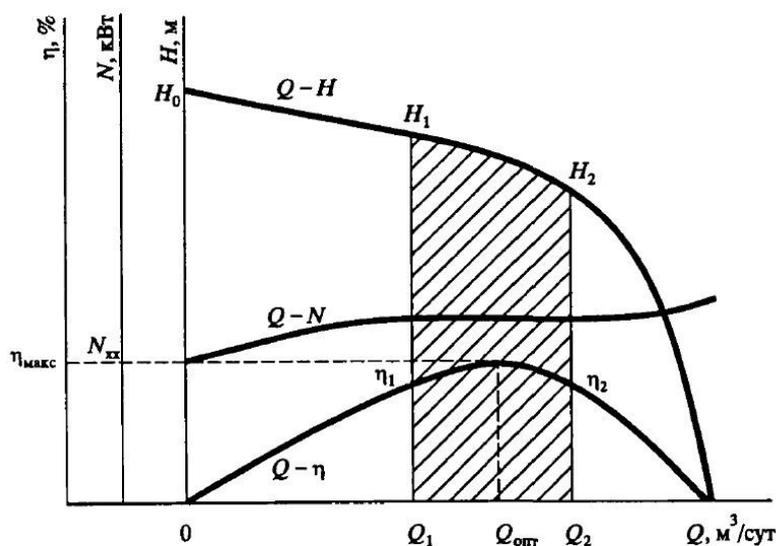


Рисунок 4 – Характеристика погружного центробежного насоса:  $Q_{\text{опт}}$  - подача насоса на оптимальном режиме работы,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $Q_1$ - $Q_2$  -рациональная область работы насоса,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $Q_0$  - режим нулевой подачи,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $H_{\text{опт}}$  - 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, % [10]

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  $\Delta H_1$ ; для насосов с пологопадающей характеристикой  $\Delta H_2$ ; для насосов с крутопадающей характеристикой —  $\Delta H_3$ ; 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 [10].

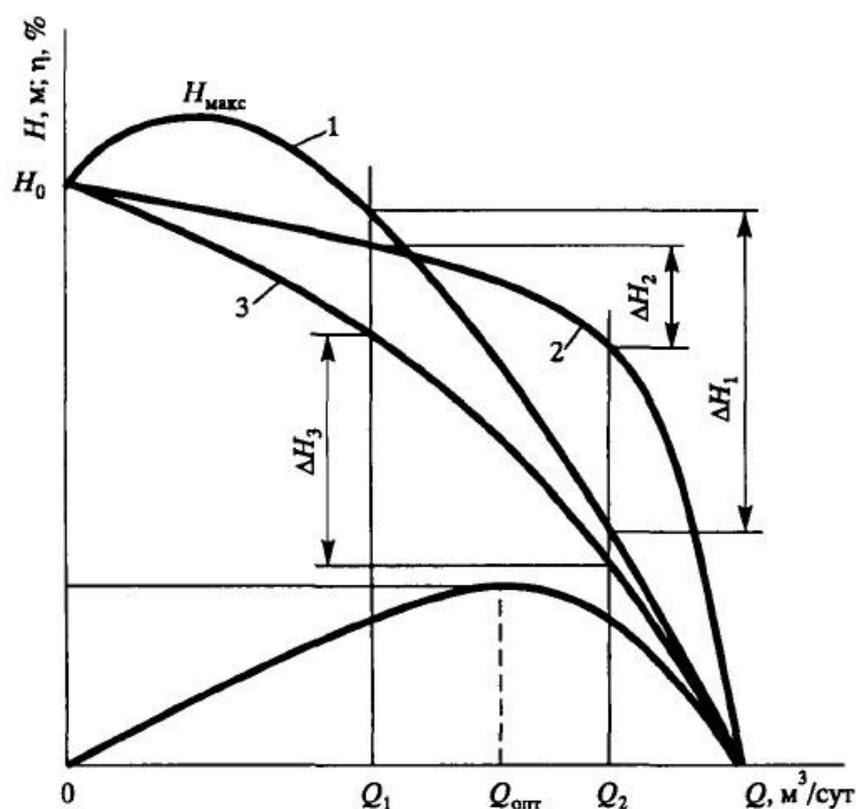


Рисунок 5 – Типы характеристик погружных центробежных насосов:

1 – с максимальной точкой; 2- пологопадающая; 3 – крутопадающая [10]

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



## 2.2 Погружной центробежный насос

Конструктивно ЭЦН (рис. 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.

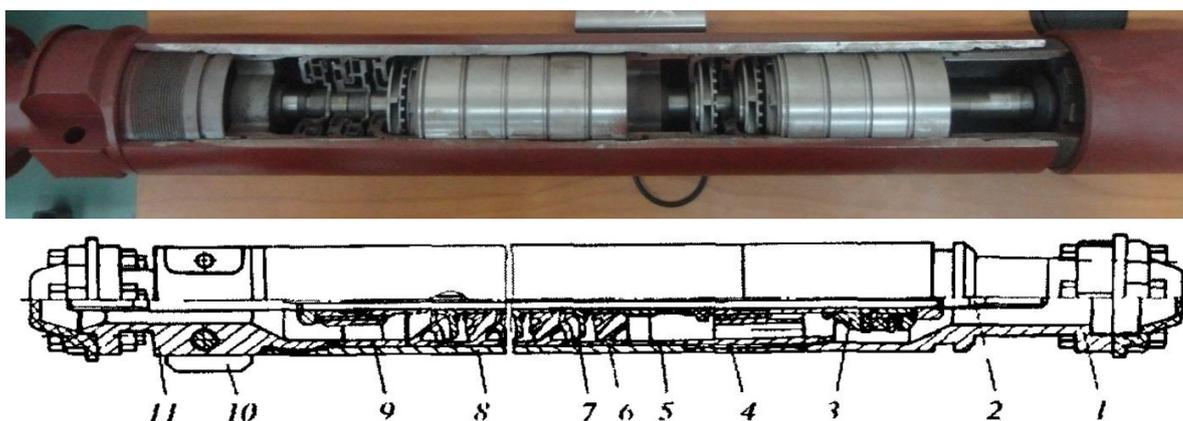


Рисунок 7 – Модуль-секция насоса:

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 [4]

Верхняя часть сборки рабочих колес (вала насоса) имеет опорную пятю 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 [10].

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 (рис. 8) [4].



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 3000об/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—3000В) и сила рабочего тока (от 10 до 100А) зависит от типоразмера двигателя. Величина скольжения составляет до 6%. Малые диаметры и большие мощности вызывают необходимость увеличивать длину двигателей, которая иногда превышает 8м.

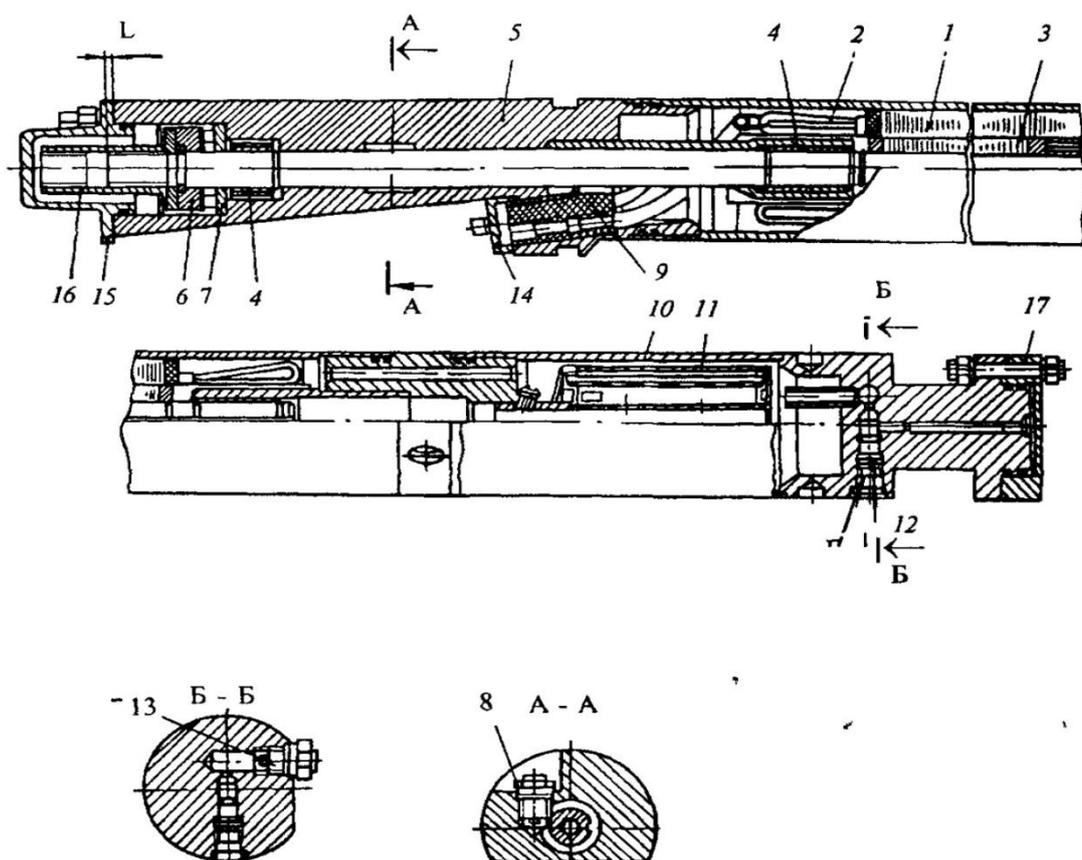


Рисунок 9 – Конструкция односекционного электродвигателя:

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 [4]

Электродвигатель (рис. 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 [4].

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 5баллов по шкале Мооса – не более 0,5г/л;

- сероводород: для нормального исполнения – не более 0,01г/л; для коррозионностойкого исполнения – не более 1.25г/л;
- свободный газ (по объему) – не более 50%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 0Мпа.
- 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

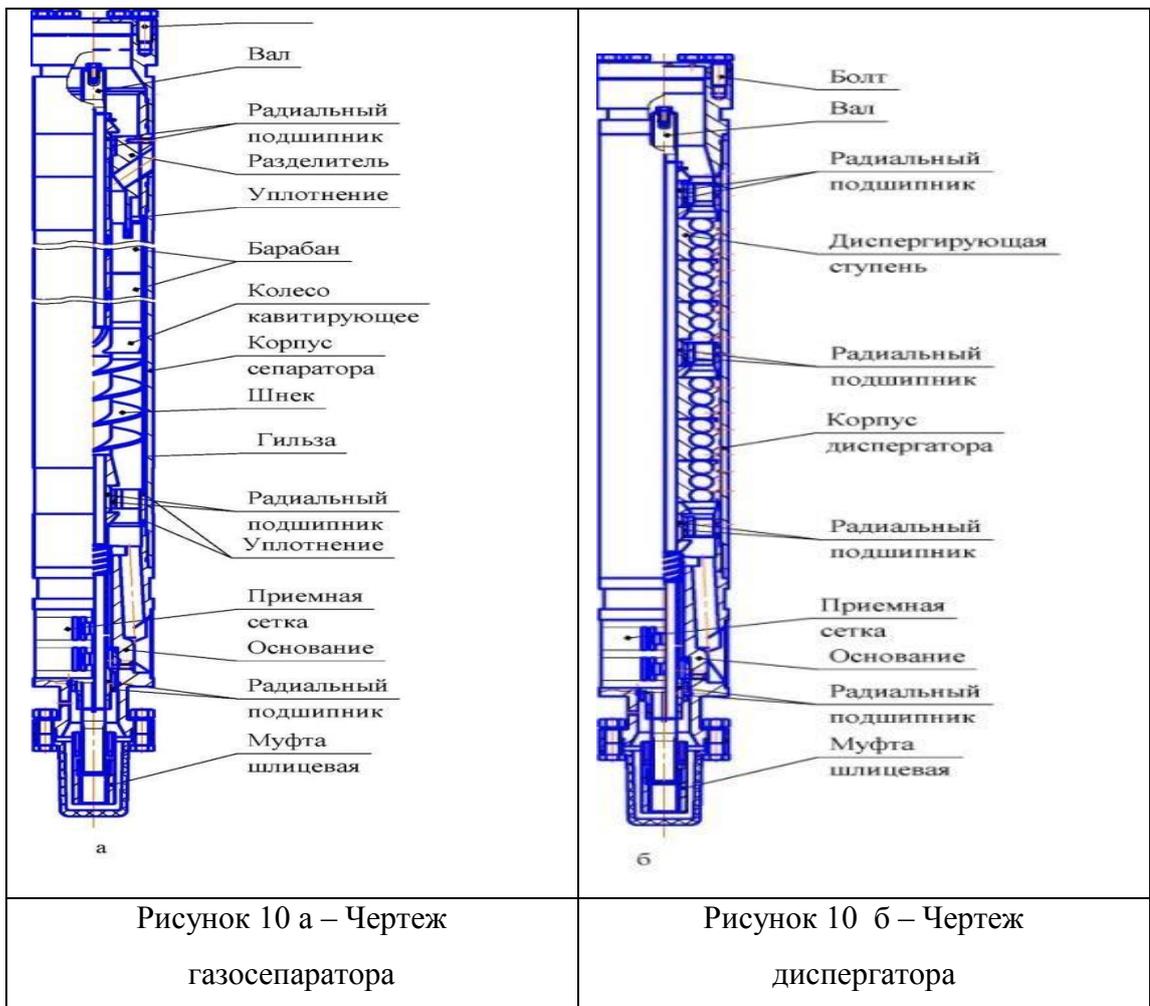
установки). В качестве линии связи и энергопитания ТМСП используется силовая сеть питания погружного электродвигателя [10].

## **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 (рис. 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  $50 \div 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ , коэффициент сепарации 90%, массу от 6 до 42кг.

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



Применение газосепараторов-диспергаторов(рис. 11) позволяет эксплуатировать УЭЦН при особо высоком газовом факторе (до 65%) [4].

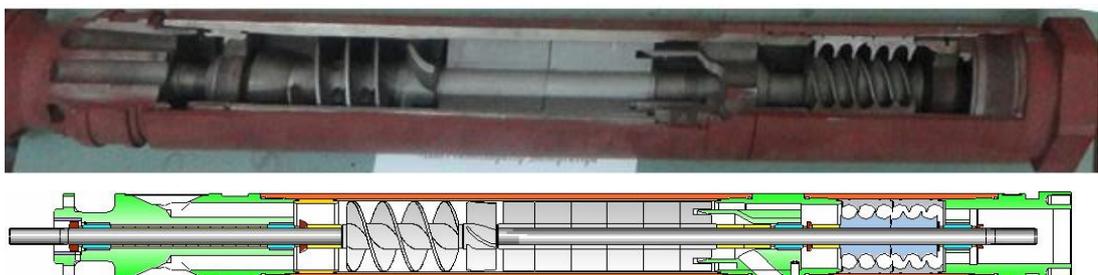


Рисунок 11 - Чертеж и разрез газосепаратора-диспергатора ГДН 5

По принципиальной схеме газосепараторы, диспергаторы и газосепараторы - диспергаторы являются центробежными. Они (рис. 11) содержат корпус, вал, основание, приемную сетку, защитную гильзу, предохраняющую корпус от гидроабразивного износа, радиальные подшипники. Основным рабочими узлами газосепараторов являются 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 гидрозашите. 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 гидрозашит 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).

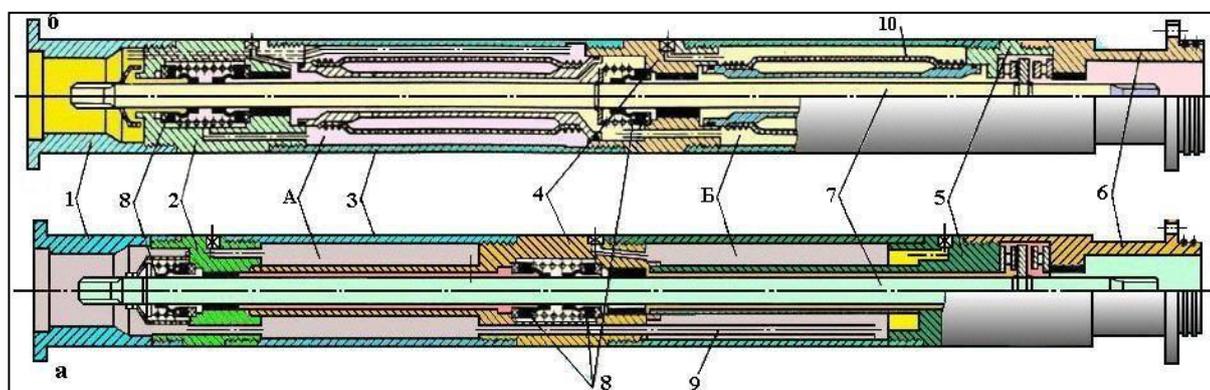


Рисунок 12 - Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов:

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 МГ54 производства «Алнас») компенсатор располагается в отдельном корпусе ниже электродвигателя, а протектор устанавливается между насосом и двигателем [11].

### **2.7.2 Однокорпусная гидрозащита**

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

Протектор устанавливается над электродвигателем.

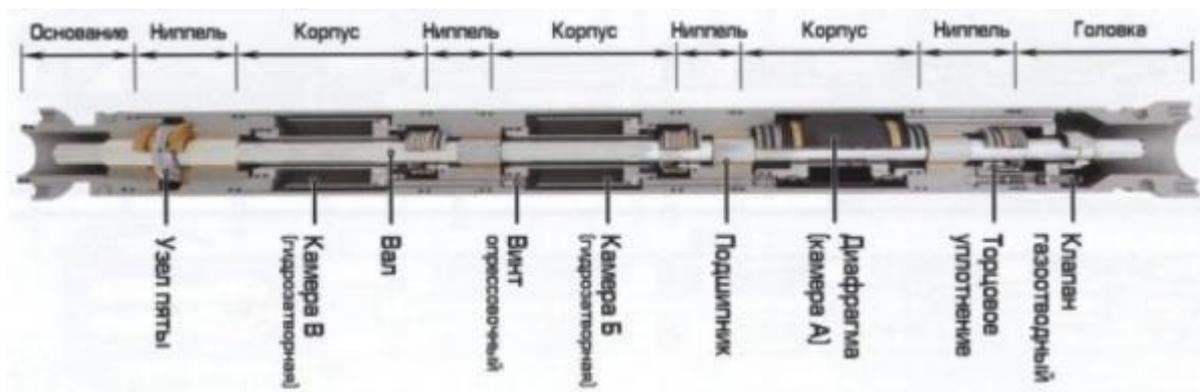


Рисунок 13 – Однокорпусная гидрозащита [11]

При спуске установки в скважину (рис. 14 а) пластовая жидкость через отверстие в головке гидрозащиты по каналу в верхнем ниппеле поступает в полость за диафрагмой (во внешнюю полость камеры А). По мере погружения установки, вследствие увеличения гидростатического давления жидкости, диафрагма сжимается, тем самым, уравнивая давление масла в двигателе с давлением окружающей среды. При работе электродвигателя (рис. 14 б) масло увеличивается в объёме вследствие повышения температуры. Тепловое расширение масла вызовет его перемещение по зазорам вдоль вала, через гидрозатворные камеры, в полость диафрагмы (камера А). Давление на гибкую диафрагму изнутри, вызванное притоком масла, передается наружу и вытесняет пластовую жидкость из полости за диафрагмой в скважину. При остановке двигателя масло, остывая, уменьшится в объеме и резиновая диафрагма под действием гидростатического давления, сожмется и пополнит маслом полость электродвигателя. При этом давление масла в двигателе уравнивается с давлением окружающей среды [11].

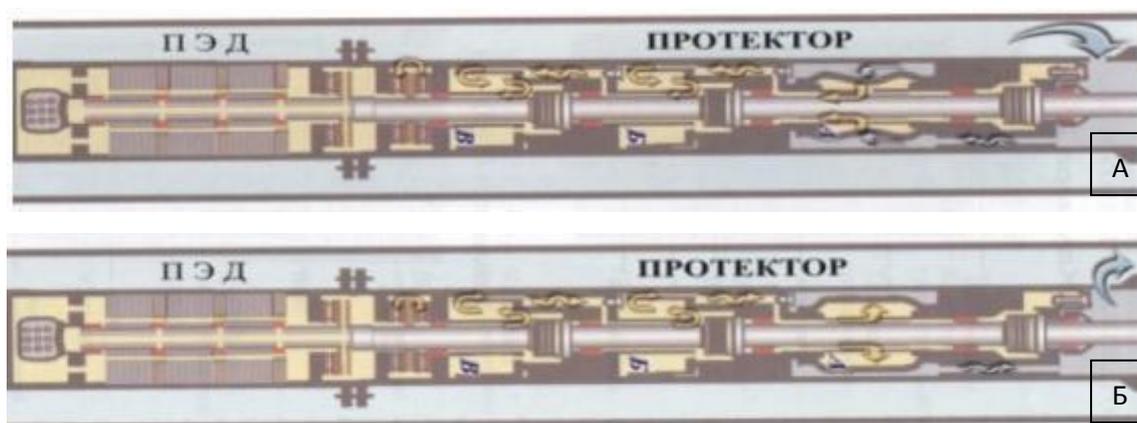


Рисунок 14 – Принцип работы однокорпусной гидрозащиты открытого типа [11]

## 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 (рис. 15 а). Для уменьшения диаметра погружного агрегата (кабель + центробежный насос) нижняя часть кабеля имеет плоское сечение (рис. 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 [4].

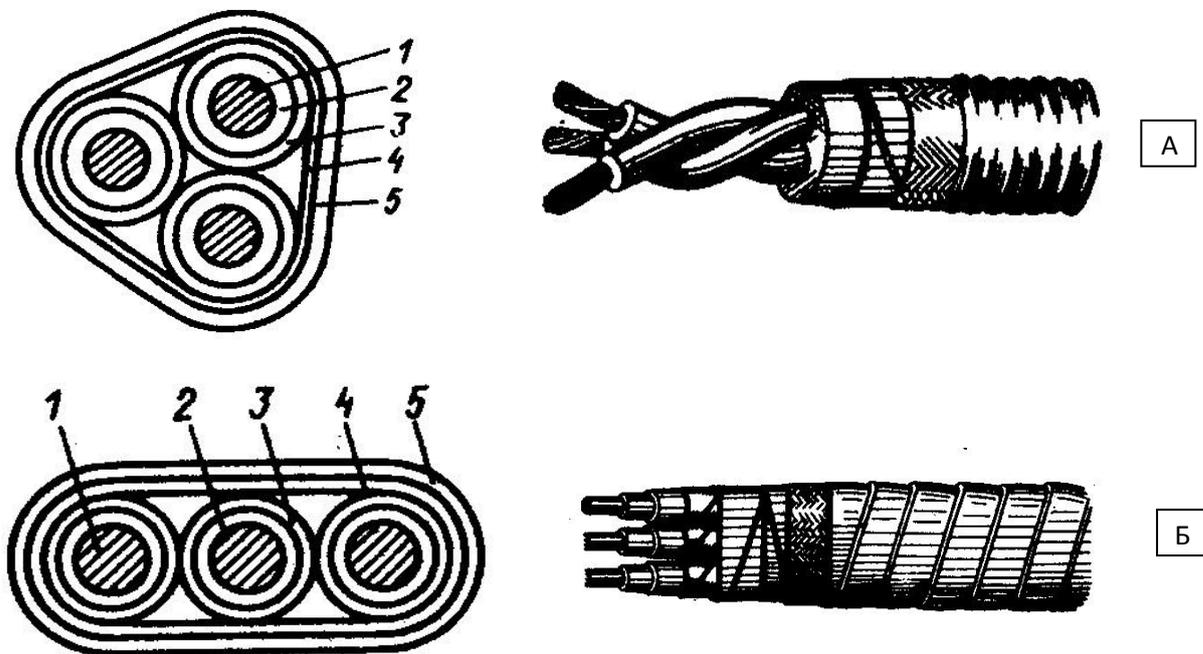


Рисунок 15 – Схема кабеля КПБК (а) и КПБП (б): 1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – ткань; 5 – бронепокров [4]

Имеется большое количество различных марок кабельных линий отечественных и зарубежных фирм. Конструкционно, все они выполнены по схеме (рис. 15 (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 КПБК, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КПБП, КТЭБ, КФСБ;
- в качестве удлинителя - плоские кабели марок КПБП 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 полиамиднофторопластовой 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 (рис. 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 125В/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 6000В частотой 50Гц. 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 (рис. 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 холоднокатаной электротехнической стали.

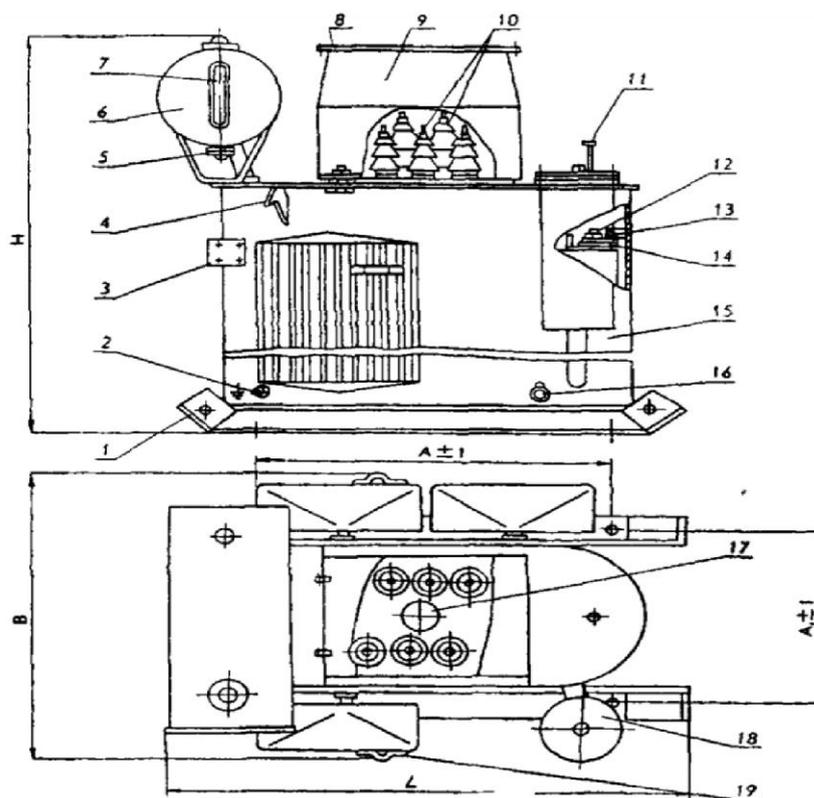


Рисунок 17 – Общий вид трансформатора ТМПН-100, ТМПН-160, ТМПН-200:

1 – салазки; 2 – заземление; 3 – табличка; 4 – крюк для подъема трансформатора; 5 – воздухоосушитель; 6 – маслорасширитель; 7 – маслоуказатель; 8 – крышка корба; 9 – корба; 10 – вводы; 11 – термометр; 12 – гайка; 13 – скоба; 14 – пластина; 15 – бак; 16 – пробка сливная; 17 – переключатель; 18 – фильтр термосифонный; 19 – скоба [4]

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 40кВ. Трансформаторы ТМ ПН-63 снабжены ребристыми охладителями, а ТМПН100, 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 ПН400 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:

- приводы переключателей ответвлений обмоток ВН трансформаторов ТМ ПН -4 0 — ТМ ПН-200.
- термометр для измерения температуры верхних слоев масла;
- съемные вводы ВН и НН , допускающие замену изоляторов без подъема активной части;

- защитный кожух, который защищает вводы от механических повреждений и возможности случайного прикосновения к токоведущим частям;
- 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 силикагелеминдикатором 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 разъемных частей трансформатора применяются уплотнения из маслостойкой резины [4].

## **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 [10]. Рассмотрим основные возможности и особенности работы СУ на примере станции управления Электрон-05 (рис.18).



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

Электрон-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 Электрон-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);

$$Q = Q_{50} * \frac{F}{50}, \text{м}^3/\text{сут} \quad (2)$$

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

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

$$H = H_{50} * \left(\frac{F}{50}\right)^2, \text{м} \quad (3)$$

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

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

$$N = N_{50} * \left(\frac{F}{50}\right)^3, \text{Вт} \quad (4)$$

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 (рис. 19).

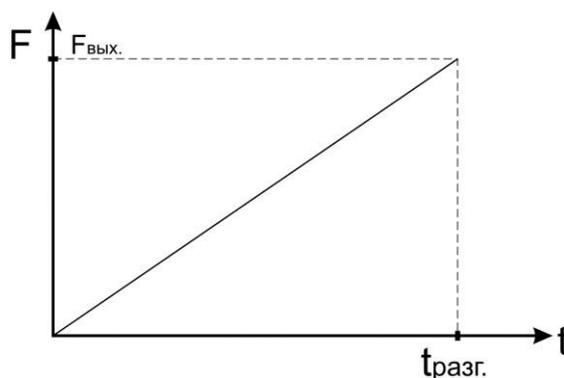


Рисунок 19 - Изменение выходной частоты в режиме разгона «Плавный» [13]

### 2) Режим разгона «С синхронизацией»

Режим «с синхронизацией» рекомендуется использовать при «тяжелых» пусках ПЭД. В этом режиме увеличение частоты на выходе ПЧ происходит с заданным темпом до заданного значения, поддерживается в течение заданного 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(рис. 20).

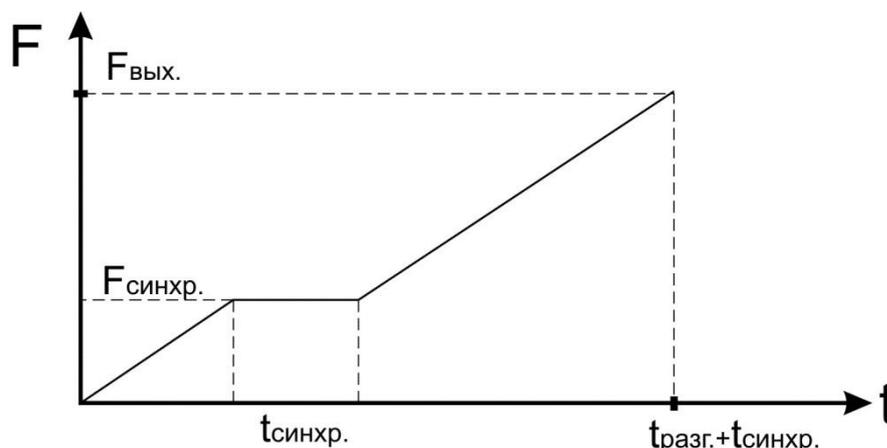


Рисунок 20 - Изменение выходной частоты в режиме разгона «С синхронизацией» [24]

### 3) Режим разгона «Толчковый»

Режим «толчковый» используется для работы на нагрузку с большим пусковым моментом. В этом режиме увеличение частоты на выходе ПЧ происходит с заданным темпом до значения, затем напряжение на выходе увеличивается до значения  $U_{\text{толчк.}}$ , (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 функцией(рис.21)[12].

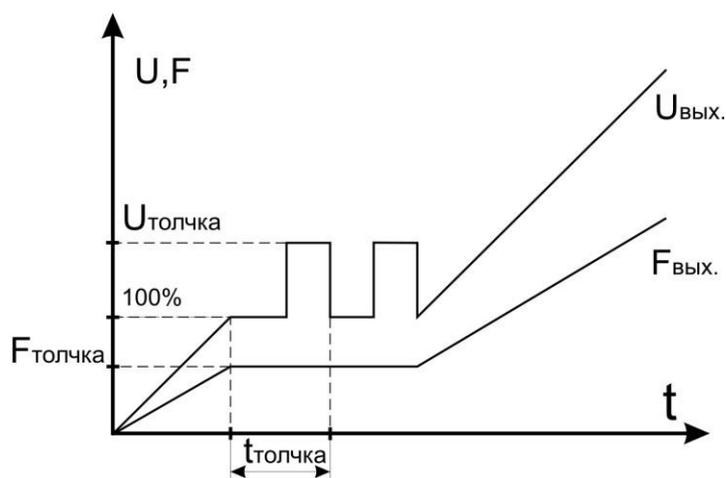


Рисунок 21 - Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «толчковый» [24]

#### 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 функцией (частота толчка), 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 функцией[12]. Напряжение при разгоне в прямом и обратном направлении изменяется линейно от нуля до значения, заданного функцией. Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме раскачки показано на рисунке 22.

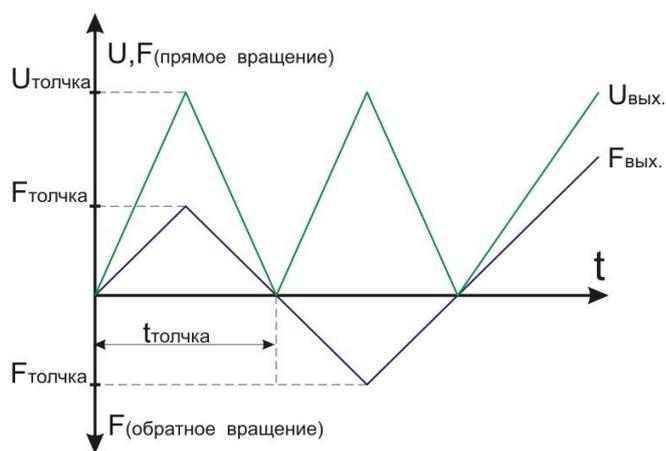


Рисунок 22 - Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «с раскачкой» [24]

### 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  $F_{зад.}$ , до частоты  $F_1$ , работа на частоте  $F_1$  в течение заданного времени  $T_{встрях.}$ , затем изменение с заданным темпом частоты с  $F_1$  до  $F_2$ , работа на частоте  $F_2$  в течение заданного времени  $T_{встрях.}$ , ( $T_{встрях}$  принимается равным значению уставки «НЕДОГРУЗ ПЭД ПУСК.ВРЕМЯ») [24], затем производится изменение частоты до рабочей и дальнейшая работа на  $F_{рабочая}$ . Процесс изменения частоты от  $F_1$  до  $F_2$  повторяется до тех пор, пока не будет выполнено заданное количество встряхиваний  $N_{встрх.}$ . После завершения цикла встряхиваний производится плавное изменение частоты до рабочей. Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме встряхивания показано на рисунке 23.

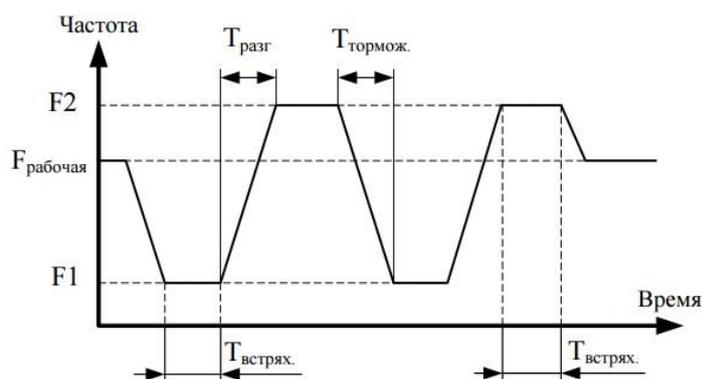


Рисунок 23 – Работа СУ в режиме встряхивания,  $N_{встряx}=2$  [24]

## 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.

Далее будет произведен подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН для скважины, которая была переведена на УЭЦН с фонтанного способа добычи. Для расчета берем данные по скважине №1 С-О месторождения в Таблице 1.

Дано:

Таблица 1 – Данные для подбора УЭЦН к скважине

Наименование параметра	Значение
Наружный диаметр эксплуатационной колонны Д, мм.	146

Глубина скважины $H$ , м.	2450
Дебит жидкости $Q$ , м <sup>3</sup> /сут.	120
Статический уровень $h_{ст}$ , м.	800
Коэффициент продуктивности скважины $K$ , м <sup>3</sup> /(сут.*Мпа)	50
Кинематическая вязкость жидкости $V$ , м <sup>2</sup> /с.	$2 \cdot 10^{-6}$
Газовый фактор $G$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	55
Расстояние от устья скважины до сепаратора $l$ , м.	900
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_r$ , м.	3
Избыточное давление в сепараторе $P_c$ , Мпа	0,6
Плотность добываемой нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	880
Плотность попутной воды $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	1040
Обводненность продукции $p_v$ , доли	0,5

### 2.11.1 Выбор диаметра насосных труб

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

Пропускная способность труб связана с их к. п. д. ( $\eta_{тр}$ ). К. п. д. труб изменяется от 0,92 до 0,99 и зависит в основном от диаметра и длины. К. п. д. труб, как правило, следует брать не ниже 0,94.

Так как очень часто ЭЦН применяют для форсированного отбора жидкости из сильно обводненных скважин с вязкостью нефти близкой к вязкости воды ( $\nu = 1 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с при  $T = 293$  К), то в целях облегчения расчета для этих условий построены кривые потерь напора на участке 100 м (Рисунок 24).

Для определения диаметра труб необходимо из точки дебита провести вертикаль вверх до пересечения кривых потерь напора в трубах разного

диаметра. Затем, исходя из предварительно принятого к. п. д. (например 0,94), найти в пересечении указанной вертикали с линией 0,94 необходимый диаметр труб. При пересечении кривых для труб нескольких диаметров предпочтение надо отдать тому, который дает более высокий к. п. д., учитывая при этом также прочность труб и возможность размещения их в скважине. Из (рис. 24) видно, что при к. п. д. насосных труб  $\eta_{тр} = 0,94$  (пунктирная линия) пропускная способность 48-мм труб примерно равна  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Следовательно, можно принять трубы с  $d = 48 \text{ мм}$ .

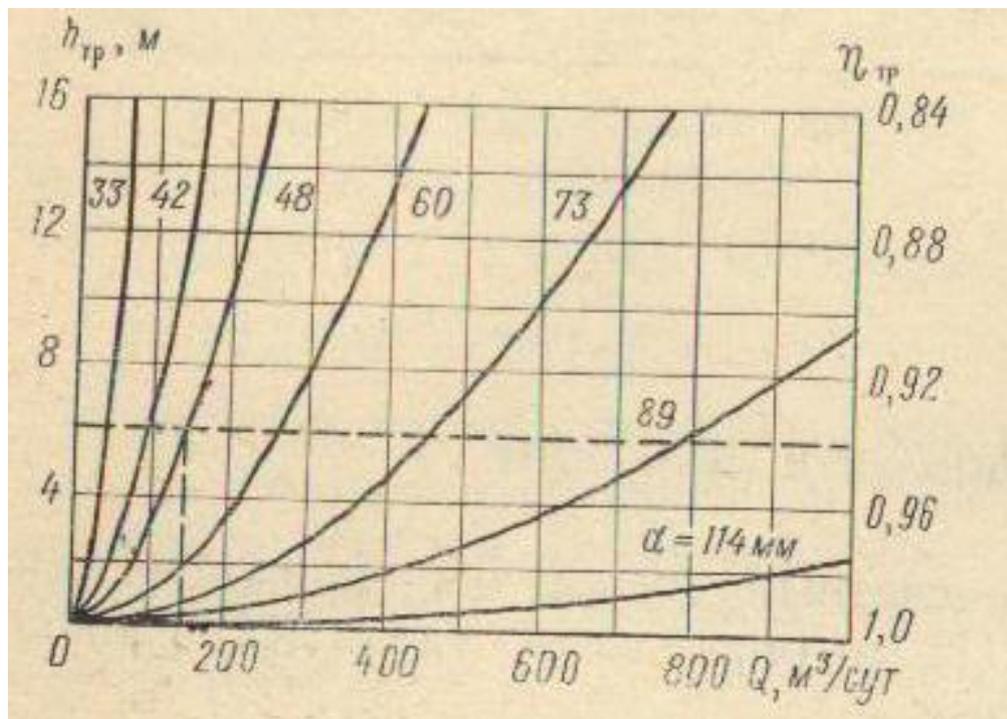


Рисунок 24 - Кривые потерь напора в насосных трубах

### 2.11.2 Определение необходимого напора ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_{г} + h_c, \quad (5)$$

Где:

- $h_{\text{ст}} = 800$  м – статический уровень;
- $\Delta h = Q/K = 120/50 \times 10^{-6} = 2,4$  МПа или 240 м – депрессия при показателе степени уравнения притока, равном единице;
- $h_{\text{тр}}$  – потери напора за счет трения и местных сопротивлений при движении жидкости в трубах от насоса до сепаратора;
- $h_{\text{г}} = 3$  м – разность геодезических отметок устья скважины и сепаратора;
- $h_{\text{с}}$  – избыточный напор в сепараторе,
- $h_{\text{с}} = 0,6$  МПа или 60 м ст. жидкости.

$$h_{\text{тр}} = 1,08 \cdot 10^{-7} \lambda \frac{(L + l)Q^2}{d^5}, \quad (6)$$

Где:

- $L$  – глубина спуска насоса, м;
- $L = h_{\text{д}} + h$ , здесь  $h_{\text{д}}$  – расстояние от устья до динамического уровня,  
 $h_{\text{д}} = h_{\text{ст}} + \Delta h = 800 + 240 = 1040$  м;

$h$  – глубина погружения насоса под динамический уровень, которая зависит от количества свободного газа на этой глубине и определяется приближенно расчетными способами различного рода. В данной задаче ориентировочно принимаем  $h = 50$  м. Следовательно,  $L = 1040 + 50 = 1090$  м.

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  при движении в трубах однофазной жидкости определяется в зависимости от числа Рейнольдса  $Re$  и относительной гладкости труб  $k_s$ :

$$Re = v_{\text{ср}} d / \nu = 14,7 \cdot 10^{-6} Q / d \nu, \quad (7)$$

Где:  $d$  – внутренний диаметр 48-мм труб,  $d = 0,0403$  м.

$$Re = 14,7 \cdot 10^{-6} \cdot 120 / 0,0403 \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 21900, \quad (8)$$

Относительная гладкость труб:

$$k_s = d/2\Delta, \quad (9)$$

Здесь:  $d$  – диаметр труб, мм;  $\Delta$  – шероховатость стенок труб, мм (для труб, не загрязненных отложениями солей и парафина, ориентировочно принимаем  $\Delta = 0,1$  мм).

Тогда имеем:

$$k_s = 40,3/2 \cdot 0,1 = 202, \quad (10)$$

По полученным значениям  $Re$  и  $k_s$  находим из графика (рис. 25)  $\lambda = 0,03$ .

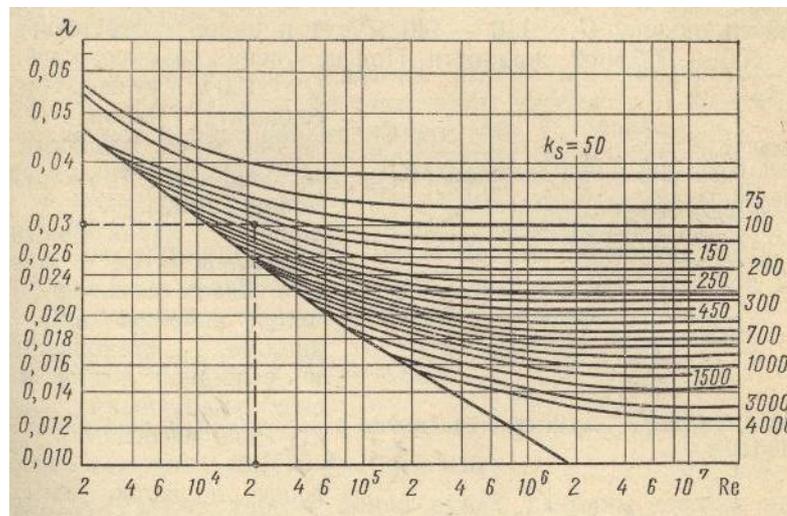


Рисунок 25 - График для определения коэффициента гидравлического сопротивления в зависимости от числа Рейнольдса и относительной гладкости труб

Определим потери напора на трение и местные сопротивления по формуле (6)

$$h_{тр} = 1,08 \cdot 10^{-7} \cdot 0,03 \frac{(1090+900)120^2}{0,0403^5} = 874 \cdot 10^3 \text{ Па}$$

или 87,4 м вод. ст.

Необходимый напор насоса в заданных условиях по формуле (5) будет:

$$H_c = 800 + 240 + 87,4 + 3 + 60 = 1190,4 \text{ м ст. жидкости.}$$

### 2.11.3 Подбор насоса

Существующий нормальный ряд ЭЦН предусматривает в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и дебитов скважин 15 насосов разных типов, а с учетом возможных напоров – 105 типоразмеров.

Для получения дебита  $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$  и напора 1190,4 м ст. жидкости наиболее подходит насос 9ЭЦН5А-100-1350 с числом ступеней  $z = 264$ .

Согласно кривым рабочей характеристики этот насос (рис. 26) при  $\eta_n = 0,55$  и в пределах устойчивой зоны его работы может развить подачу  $Q = 115 - 125 \text{ м}^3/\text{сут}$  и напор соответственно  $H_n = 1100 - 1250 \text{ м ст. жидкости}$ . При получении заданного дебита  $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$  насос будет создавать напор  $H_n = 1200 \text{ м ст. жидкости}$ .

Характеристику насоса можно приблизить к условной характеристике скважины путем уменьшения подачи насоса при помощи штуцера или задвижки, установленных на выкидной линии, и за счет уменьшения числа ступеней насоса.

При первом способе дебит и напор изменяются по кривой рабочей характеристики насоса  $Q = f(H_n)$ . При этом уменьшается  $\eta_n$ . Поэтому выгоднее применять второй способ, при котором  $\eta_n$  практически не изменяется.

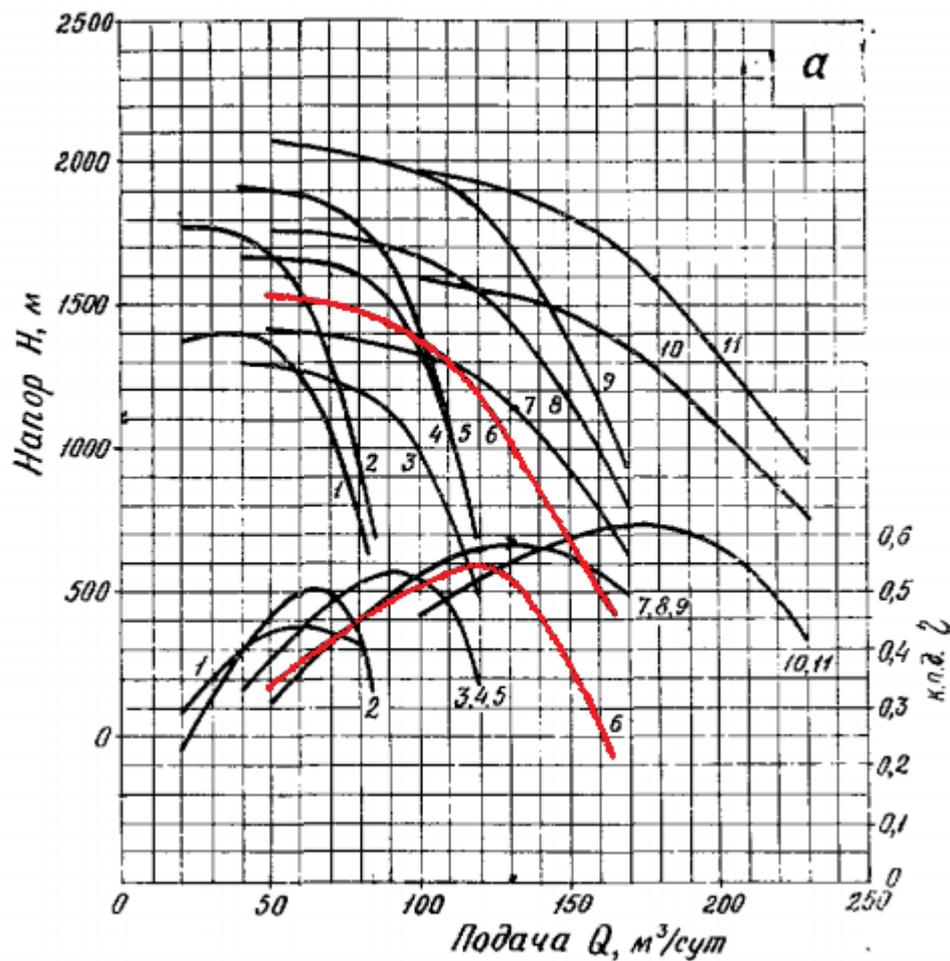


Рисунок 26 - Рабочая характеристика насоса 9ЭЦН5А-100-1350[29]

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

$$\Delta z = \left(1 - \frac{H_c}{H_H}\right) z = \left(1 - \frac{1190,3}{1200}\right) 264 = 2, \quad (11)$$

Следовательно, насос 9ЭЦН5А-100-1350 должен иметь  $264 - 2 = 262$  ступени. Вместо снятых ступеней внутри корпуса насоса устанавливаются проставки.

### 2.11.4 Выбор кабеля

Выбираем трехжильный круглый кабель КрБКЗ × 25 с площадью сечения 25 мм<sup>2</sup> и диаметром 32,1 мм. На длине насоса и протектора (около 7 м) берем трехжильный плоский кабель Кр5ПЗ × 16 с площадью сечения 16 мм<sup>2</sup> и толщиной 13,1 мм. От сечения и длины кабеля зависят потери электроэнергии в нем и к. п. д. установки.

Потери электроэнергии в кабеле КрБКЗ × 25 длиной 100 м определяются по формуле

$$\Delta P_{\kappa} = 3 \cdot 10^{-3} I^2 R, \quad (12)$$

где  $I$  – сила тока в статоре электродвигателя ПЭД-35-123,  $I = 70$  А;  $R$  – сопротивление в кабеле, Ом.

Сопротивление в кабеле длиной 100 м можно определить по формуле

$$R = 100 \rho_t \frac{1}{q}, \quad (13)$$

Где:  $\rho_t$  – удельное сопротивление кабеля при температуре  $T_{\kappa}$ , Ом · мм<sup>2</sup>/м,  $q$  – площадь сечения жилы кабеля,  $q = 25$  мм<sup>2</sup>.

Удельное сопротивление кабеля при  $T_{\kappa} = 313$  К

$$\begin{aligned} \rho_t &= \rho [1 + \alpha(T_{\kappa} - T_{293})] = 0,0175 [1 + 0,004(313 - 293)] \\ &= 0,019 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}, \end{aligned}$$

Где:  $\rho = 0,0175$  Ом · мм<sup>2</sup>/м – удельное сопротивление меди при  $T = 293$  К;  $\alpha = 0,004$  – температурный коэффициент для меди.

Следовательно, сопротивление  $R$  по формуле (13)

$$R = 100 * 0,019 \frac{1}{25} = 0,076 \text{ Ом.}$$

Потери электроэнергии в кабеле по формуле (12) составляют

$$\Delta P_k = 3 \cdot 70^2 \cdot 0,076 \cdot 10^{-3} = 1,12 \text{ кВт.}$$

Общая длина кабеля равна сумме глубины спуска насоса  $L = 1090$  м и расстояния от скважины до станции управления (50 м).

Примем с запасом на увеличение погружения насоса длину кабеля 1200 м. В этом кабеле с площадью сечения  $25 \text{ мм}^2$  потери мощности составят:

$$1,12 \frac{1200}{100} = 13,44 \text{ кВт}$$

Плоский кабель длиной 6,5 м для уменьшения основного диаметра агрегата берем на один размер меньше круглого, т. е. с площадью сечения  $16 \text{ мм}^2$ .

### 2.11.5 Выбор двигателя

Мощность двигателя, необходимую для работы насоса, определим по формуле

$$N_p = \frac{Q \rho_{ж} H_n}{86400 \cdot 102 \eta_n} = \frac{120 \cdot 1000 \cdot 1200}{86400 \cdot 102 \cdot 0,55} = 29,7 \text{ кВт,} \quad (14)$$

где  $\eta_n = 0,55$  – к. п. д. насоса (по его рабочей характеристике).

При потере 13,44 кВт мощности в круглом кабеле потребная мощность двигателя составит:

$$N_{п} = 29,7 + 13,44 = 43,14 \text{ кВт,} \quad (15)$$

Принимаем электродвигатель ПЭД-46-123 мощностью 46 кВт, диаметром 123 мм и длиной 6833 мм протектор диаметром 110 мм, и длиной 1152 мм.

### 2.11.6 Определение основного диаметра агрегата

Наружный диаметр двигателя, насоса и подъемных труб выбирают с учетом размещения их вместе с кабелем в эксплуатационной колонне данного диаметра. При этом имеют в виду, что погружной агрегат и ближайšie к агрегату трубы составляют жесткую систему и расположение их в скважине должно рассматриваться совместно. Зная глубину спуска, искривленность скважины и состояние эксплуатационной колонны, выбирают допустимый зазор между агрегатом и колонной. От зазора зависят основные размеры насоса и двигателя, связанные с мощностью погружного агрегата. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор для скважин с диаметром колонн до 219 мм принимают равным 5-10 мм.

Наибольший основной размер погружного агрегата равен разности между внутренним диаметром эксплуатационной колонны и допустимым зазором.

Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля (рис.27)

$$D_{max} = \frac{D_{эд}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S, \quad (16)$$

где  $D_{эд}$  – наружный диаметр электродвигателя;  $D_n$  – наружный диаметр насоса;  $h_k$  – толщина плоского кабеля;  $S$  – толщина металлического пояса, крепящего кабель к агрегату. В нашей задаче  $D_{эд} = 123$  мм,  $D_n = 93$  мм,  $h_k = 13,1$  мм,  $S = 1,0$  мм.

Следовательно, по формуле (16):

$$D_{max} = \frac{123}{2} + \frac{93}{2} + 13,1 + 1,0 = 122,1 \text{ мм,}$$

Основной размер агрегата с учетом насосных труб и круглого кабеля (рис. 27).

$$A_{max} = \frac{D_{эд}}{2} + \frac{d_m}{2} + d_k, \quad (17)$$

где  $d_m$  – диаметр муфты 48-мм насосной трубы, равный 56 мм;  $d_k = 32,1$  мм – диаметр круглого кабеля КрБКЗ × 25. С учетом этих величин имеем по формуле (17):

$$A_{max} = \frac{123}{2} + \frac{56}{2} + 32,1 = 121,6 \text{ мм.}$$

Если  $A_{max} > D_{max}$ , что может иметь место при большом диаметре насосных труб, то выше агрегата следует установить 100-150 м насосных труб меньшего диаметра, при котором  $A_{max} < D_{max}$ .

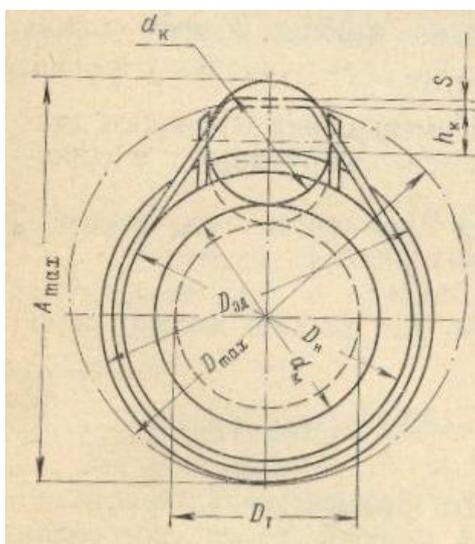


Рисунок - 27 Схема расположения в скважине погружного агрегата, насосных труб и кабеля[29]

### 2.11.7 Выбор автотрансформатора

Автотрансформатор служит для повышения напряжения и компенсации падения напряжения в кабеле от станции управления до электродвигателя.

Для выбора автотрансформатора и определения величины напряжения во вторичной его обмотке необходимо найти падение напряжения  $\Delta U$  в кабеле,  $B$

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)I_c L, \quad (18)$$

где  $r_0$  – активное удельное сопротивление кабеля, Ом/км;  $x_0$  – индуктивное удельное сопротивление кабеля, Ом/км (для кабелей КРБЗ × 25 приближенно  $x_0 = 0,1$  Ом/км);  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности установки,  $\sin \varphi$  – коэффициент реактивной мощности;  $I_c = 70$  А – рабочий ток статора;  $L = 1090 + 50 = 1140$  м или 1,14 км – длина кабеля (от скважины до станции управления длина кабеля принята равной 50 м).

Активное удельное сопротивление кабеля определяется по формуле:

$$r_0 = \rho_r \frac{1}{q} 10^3 = 0,019 \frac{1}{25} 10^3 = 0,76 \text{ Ом}, \quad (19)$$

Величина  $\cos \varphi$  для электродвигателя ПЭД-46-123 равна 0,84,  $\varphi = 35^\circ$ , а  $\sin \varphi = 0,574$ .

Находим потери напряжения в кабеле по формуле (18):

$$\Delta U = \sqrt{3}(0,76 \cdot 0,84 + 0,1 \cdot 0,574)70 \cdot 0,71 = 60 \text{ В}.$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора равно сумме напряжения электродвигателя 600 В и потерь напряжения в кабеле.

По напряжению на вторичной обмотке выбираем автотрансформатор и определяем положение клемм (перемычек) с учетом напряжения в сети, подводимого к первичной обмотке. В том случае, когда напряжение сети отличается от номинального (380 В), действительное напряжение на зажимах вторичной обмотки автотрансформатора определяется по формуле

$$U'_2 = \frac{U_{\text{сет}}}{U_{\text{ном}}} U_2, \quad (20)$$

Где:

- $U_{\text{сет}}$  – действительное напряжение в сети по вольтметру, В;
- $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение в сети, В;
- $U_2$  – напряжение во вторичной обмотке автотрансформатора для данной отпайки, В.

Для электродвигателя ПЭД-46-123 с напряжением 600 В требуется напряжение во вторичной обмотке автотрансформатора с учетом потери в кабеле  $(600+60)=660$  В. Этому требованию удовлетворяют автотрансформаторы АТС-30/0,5 с пределами регулирования напряжения во вторичной обмотке от 510 до 682 В.

### **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 28 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 [6],[9],[15],[18] 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.

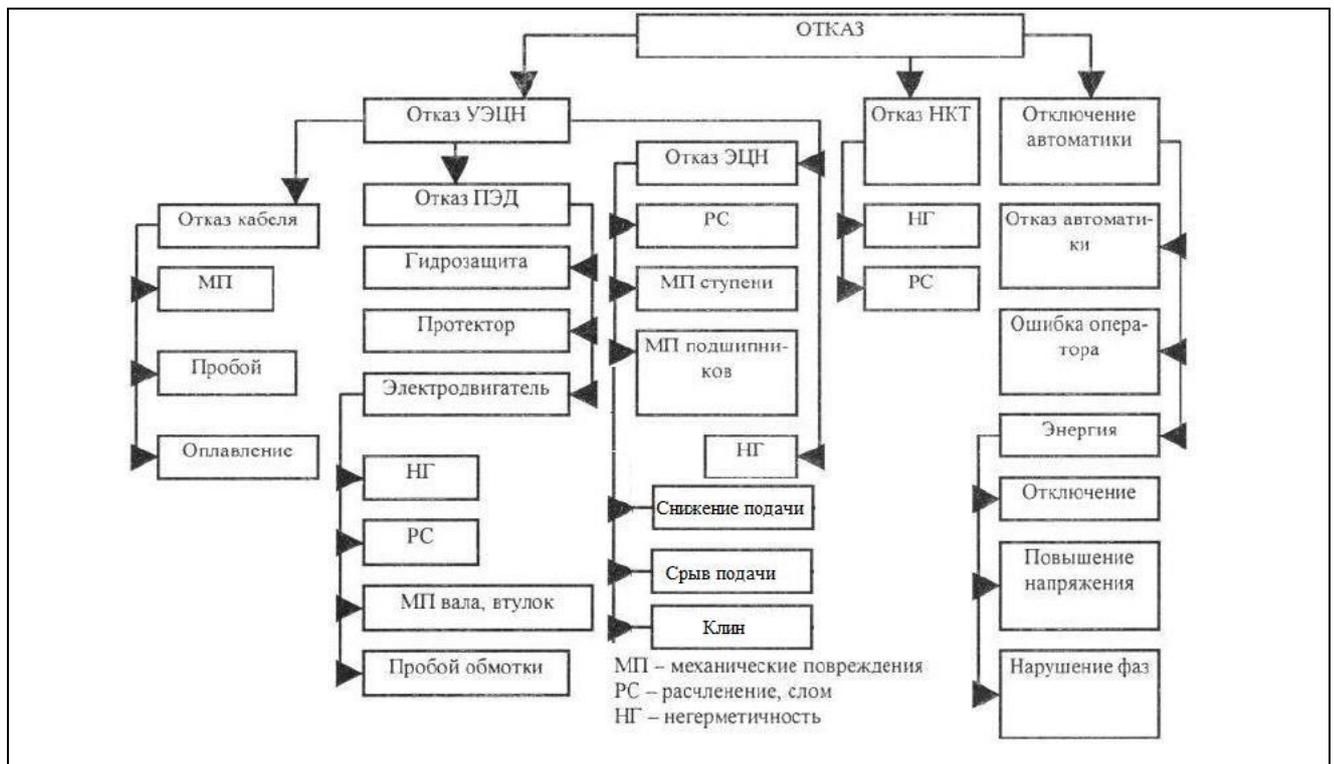


Рисунок 28 «Дерево» Гистограмма распределения отказов эксплуатационного оборудования [18].

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.

### 3.2 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН

Основная часть фонда ЭЦН Северо-Останинского месторождения представлена насосами Российского производства фирмы «Борец».

Характеристика фонда скважин в целом на месторождении представлена в Таблице 2.

Таблица 2 -Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Общий фонд	11
	Эксплуатационный фонд	10
	из них фонтанные	2
	ЭЦН	7
	в освоении	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Наблюдательные	-
	В ожидании КРС	1
	Ликвидированные	-
	Переведены под закачку	1
	Переведены на другие горизонты	-
Фонд нагнетательных скважин	Переведены из добывающих	1
	Общий фонд	1
	Эксплуатационный фонд	-
	в т.ч. действующие	-
	в бездействии	-
	в освоении	-

Количество добывающих скважин по способам эксплуатации представлено на рисунке 29. Бурение новых эксплуатационных скважин продолжается.

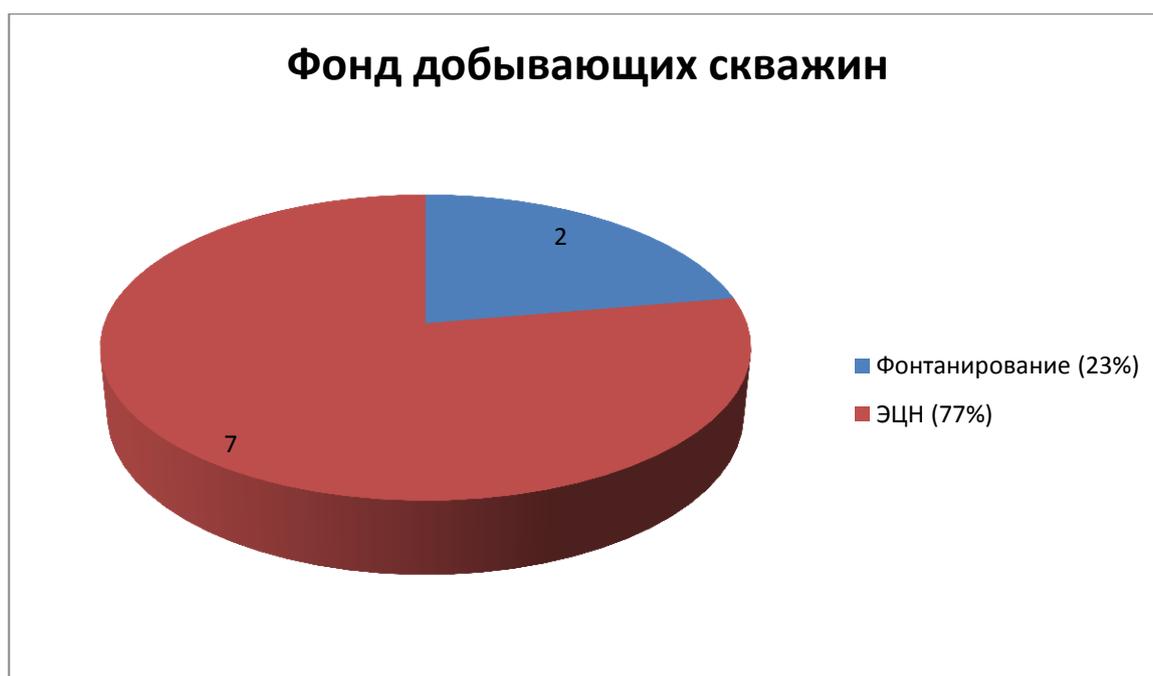


Рисунок 29 - Количество добывающих скважин по способам эксплуатации

Для фонтанного способа добычи применяется фонтанная арматура фирмы ОАО «Х», а для механизированного фонда установлены ЭЦН фирмы «Борец»[16].

Распределение механизированного фонда в целом по месторождению представлено на Рисунке 30.

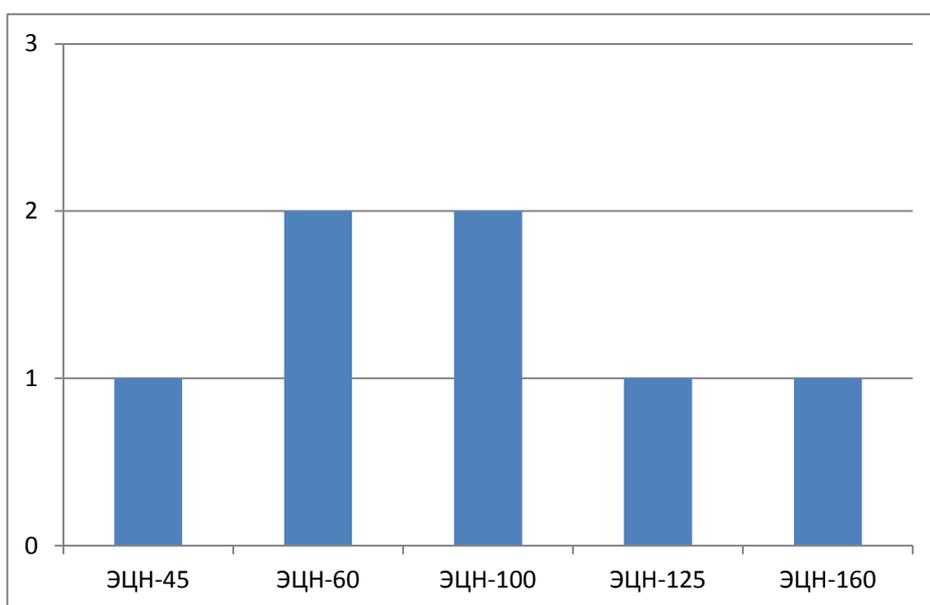


Рисунок 30 - Распределение механизированного фонда скважин по типам ЭЦН Северо-Останинского месторождения

На Северо-Останинском месторождении существует система ППД. Она состоит из блочной кустовой насосной станции (БКНС), блока распределения воды (БРВ), нагнетательных трубопроводов и системы подготовки воды, которая в свою очередь имеет в своем составе сепаратор, отстойник воды. Глубина спуска УЭЦН колеблется от 2600 м до 3200 м.

На 01.01.2017 года на СОНГКМ находилось 7 скважин, оборудованных УЭЦН, что составляет 77 % от общего действующего фонда добывающих скважин.

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

### 3.3 Межремонтный период

МРП- время непрерывной работы оборудования между очередными плановыми ремонтами.

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N, \text{ сут} \quad (21)$$

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

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

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

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец

отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода Северо-Останинского месторождения за период 2013-2015 г. таблице 3. и на рисунке 31.

Таблица 3 - Динамика МРП Северо-Останинского месторождения

Северо-Останинское месторождение	2015	2016	2017
МРП	310	290	300

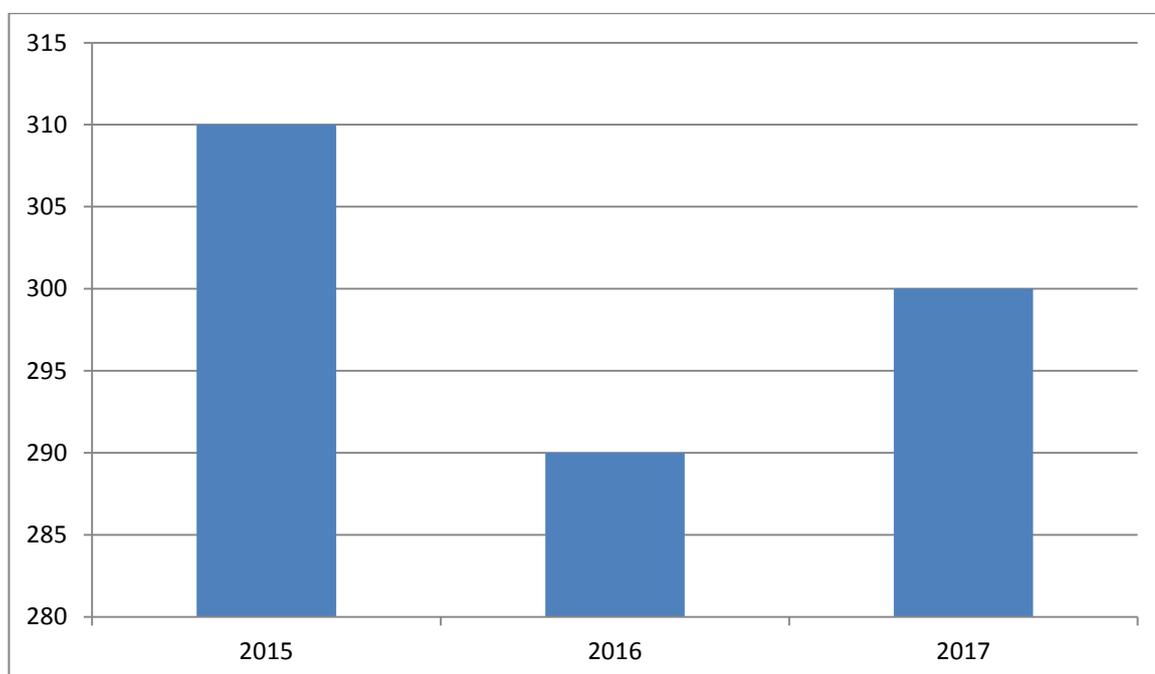


Рисунок 31 – Динамика межремонтного периода Северо-Останинского месторождения

Таким образом, межремонтный период скважин К месторождения на конец 2017 года в среднем составляет 300 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 365 суток.

### **3.4 Нарботка на отказ**

Нарботка на отказ характеризует среднюю работоспособность

скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

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

$$N_{отк} = \Sigma T_i / \Sigma N_i, \text{сут}, \quad (22)$$

Где:

$\Sigma N_i$  – суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.

$\Sigma T_i$  – суммарное отработанное отказавшим ( $\Sigma i$ ) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием (аварии с насосами, НКТ), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

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

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации ЭЦН. Расчет наработки на отказ ведется отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и

импортным оборудованием[26].

### **3.5 Анализ отказов установок электроцентробежного насоса на Северо-Останинском месторождении**

Основными проблемами добычи нефти Северо-Останинского месторождения являются:

- высокая температура пласта;
- образование АСПО;
- обводненность.

Температура пласта на Северо-Останинском нефтяном месторождении находится в пределах  $115^{\circ}\text{C}$ , это влияет на перегрев погружного электродвигателя и уменьшения сопротивления изоляции трехжильного электрического кабеля.

Поскольку увеличилась рабочая температура обмоток статоров, то возросла вероятность пробоя изоляции и выхода погружного электродвигателя (ПЭД) из строя. Эффективным способом повышения ресурса ПЭД в таких условиях являются увеличение термостойкости и теплопроводности электроизоляционных материалов.

На данный момент на месторождении активно используют термостойкий ПЭД, а так же термостойкий кабель нефтепогружной высокотемпературный (до  $230^{\circ}\text{C}$ ).

В настоящее время на Северо-Останинском месторождении идет активная борьба с парафиноотложениями. Парафины осаживаются в процессе эксплуатации на стенках насосно – компрессорных трубах и выкидных линиях. Это приводит к уменьшению суточного дебита скважин, повышению давления в некоторых случаях до остановки скважины. В борьбе с парафинами используют тепловые, физические и химические методы.

Обводненность и агрессивная среда пласта негативно влияют на подземное и надземное оборудование скважин. Основные проблемы, связанные с обводненностью:

- коррозия насосно – компрессорных труб, выкидных линий;
- отложение солеобразования;
- падение забойного давления.

В настоящий момент на производстве используют трубы с полимерным покрытием, полимерное покрытие позволяет защитить внутренние стенки НКТ от коррозии и образования отложений при эксплуатации.

По данным месторождения имеется информация по отказам за период Январь 2017 – Ноябрь 2017. На основании анализа данных причин отказа была составлена диаграмма(рис.42):

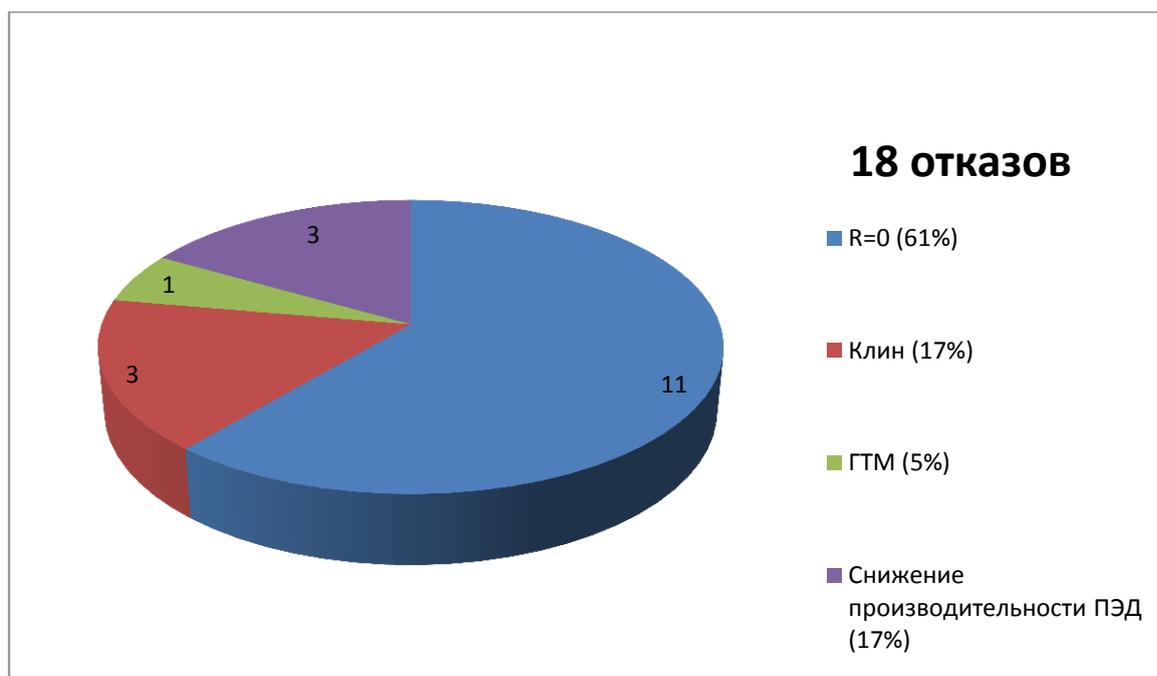


Рисунок 32– Статистика отказов УЭЦН на С-О месторождении за период Январь 2017 –Ноябрь 2017

По диаграмме видно (рис.41), что основными причинами преждевременных отказов УЭЦН, являются [15]:

- клин секций насоса (17%)
- снижение производительности насоса (17%)

- отказ погружного кабеля по причине R=0 (61%)

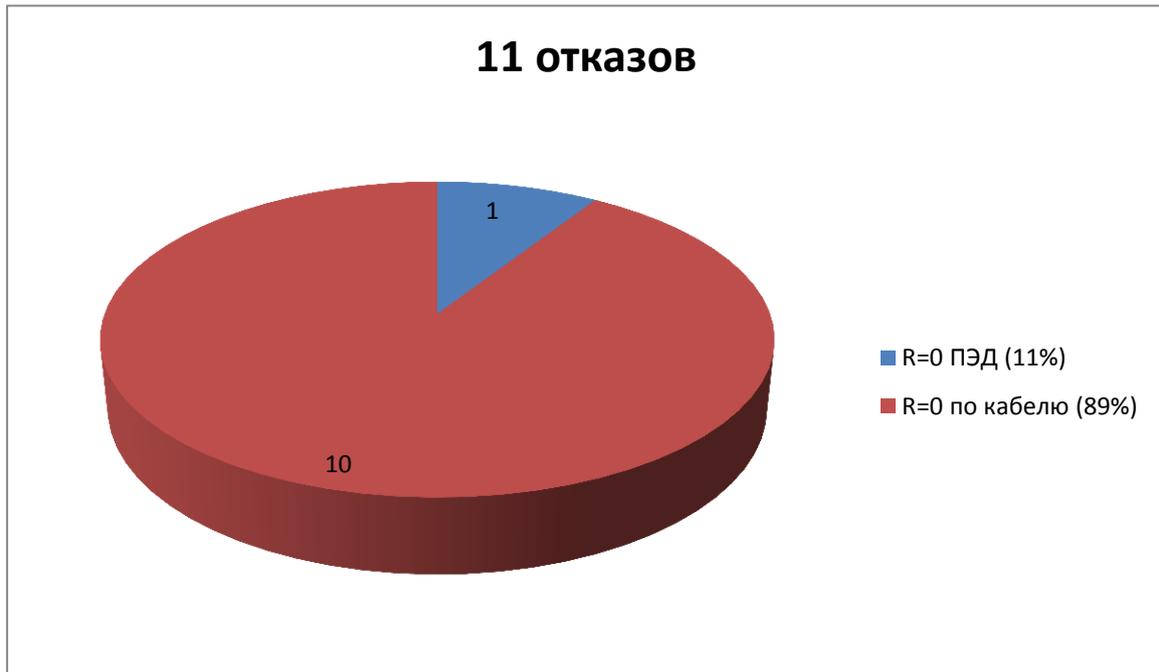


Рисунок 33 - Характеристика отказов погружного кабеля по причине R=0

Диаграммы наглядно показывают, что основная причина отказов – неудовлетворительное качество кабеля. На его долю приходится 61% отказов всех установок.

### 3.6 Осложнения и их влияние на работу установки

#### 3.6.1 Применение газосепараторов

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

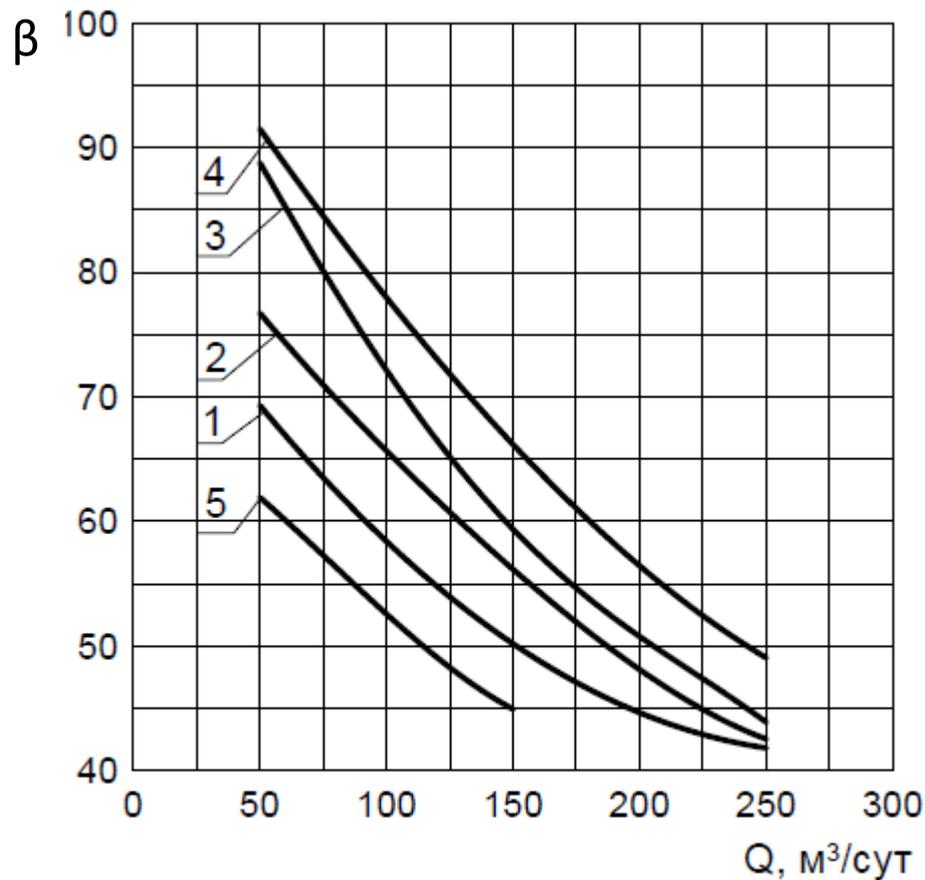
В нефтяной отрасли в разные годы применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший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

Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами:

- ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные — газосепараторы МНГ и МНГК.
- ТУ 313-019-92. Модули насосные — газосепараторы Ляпкова МН ГСЛ.
- ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные — газосепараторы МНГБ5.
- ТУ 3665-019-12058737-2009. Модули насосные — газосепараторы ГН производства «Новомет».

Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости, заявленная компанией «Новомет», представлена на рисунке 34.

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



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

Рисунок 34 – Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ (рис. 35), состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пяты 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15.

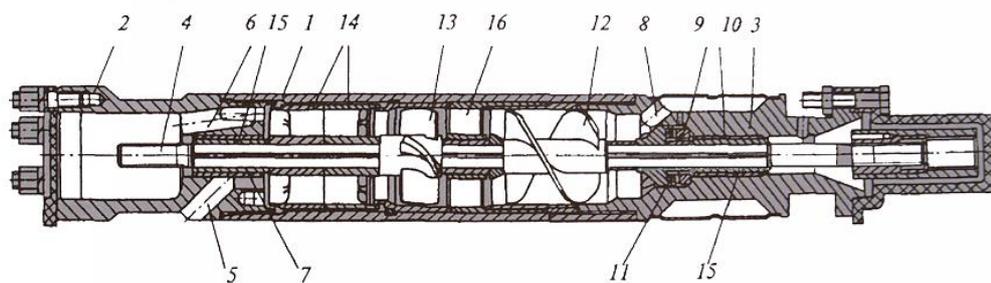


Рисунок 35 – Сепаратор типа MN(K)-ГСЛ

Газосепаратор работает следующим образом[4]: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

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

Центробежный газосепаратор (рис. 36) состоит из ротора винтового типа, направляющего аппарата, сепарационной камеры в виде цилиндрического барабана с радиальными лопатками и наружным бандажом, камеры отвода свободного газа в затрубное пространство и отвода газосодержащей смеси в первую ступень отвода.

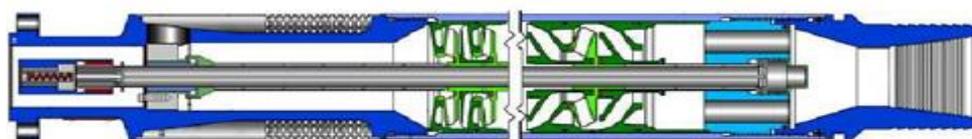


Рисунок 36 – Центробежный газосепаратор фирмы Centrilift

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

По данным фирмы центробежный газосепаратор обеспечивает отделение до 90 % свободного газа [5,7].

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

Для откачивания из скважин нефтяной продукции, представляющей собой ГЖС, установками погружных центробежных насосов фирма REDA предлагает различные конструкции устройств.

Для случаев с большим газосодержанием (60 %) на приеме фирма предлагает центробежный газосепаратор (рис. 37). По данным фирмы, центробежный газосепаратор удаляет из ГЖС до 90 % свободного газа.



Рисунок 37 – Центробежный газосепаратор фирмы REDA

Следует отметить высокий напор, развиваемый центробежным сепаратором фирмы REDA, и незначительное влияние величины газосодержания на напорную характеристику газосепаратора.

Вихревой газосепаратор VGS (Vortex Gas Separator) обладает высокой сепарационной характеристикой за счет создания после рабочего колеса

свободной проточной части достаточного поперечного сечения и протяженности. Газосепаратор отличается повышенной надежностью благодаря снижению вибрации за счет установки трех износостойких керамических радиальных подшипников и уменьшению расстояния между ними. Снижение вибрации газосепаратора достигается также за счет уменьшения массы вращающихся деталей, размаха лопастного ротора и снижения потребляемой мощности.

Современные конструкции центробежных газосепараторов включают в свой состав диспергирующее устройство для дробления газовых пузырьков, содержащихся в газожидкостной смеси, направляемой на вход погружного насоса.

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

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

- газосепаратор фирмы Centrilift (модель ERSE2, серия 400, внешний диаметр 101,6мм) работает по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости;

- газосепаратор фирмы ODI (модель RGVL-05-HR-AE, серия 55). Принцип действия основан на использовании вихревого циклонного эффекта;

- газосепаратор ГДНК5А (рис. 38) был разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по заказу ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ». Основным преимуществом ГДНК5А является применение диспергирующего устройства, включенного в конструкцию газосепаратора.

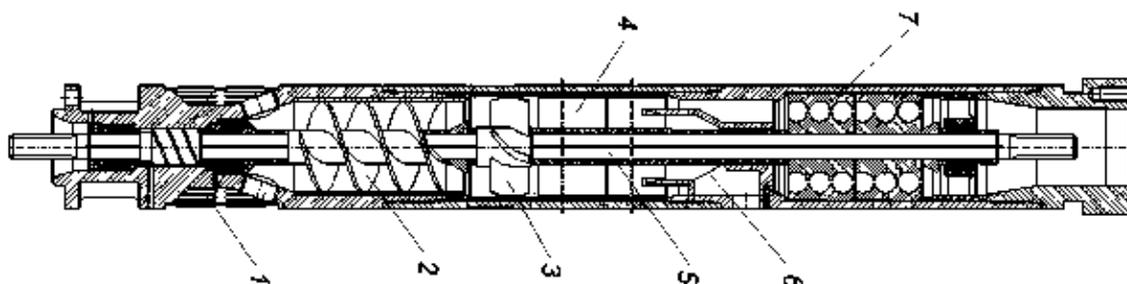


Рисунок 38 – Газосепаратор-диспергатор типа ГДН

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

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

1) Наилучшие результаты получены при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А (рис. 39).

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

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

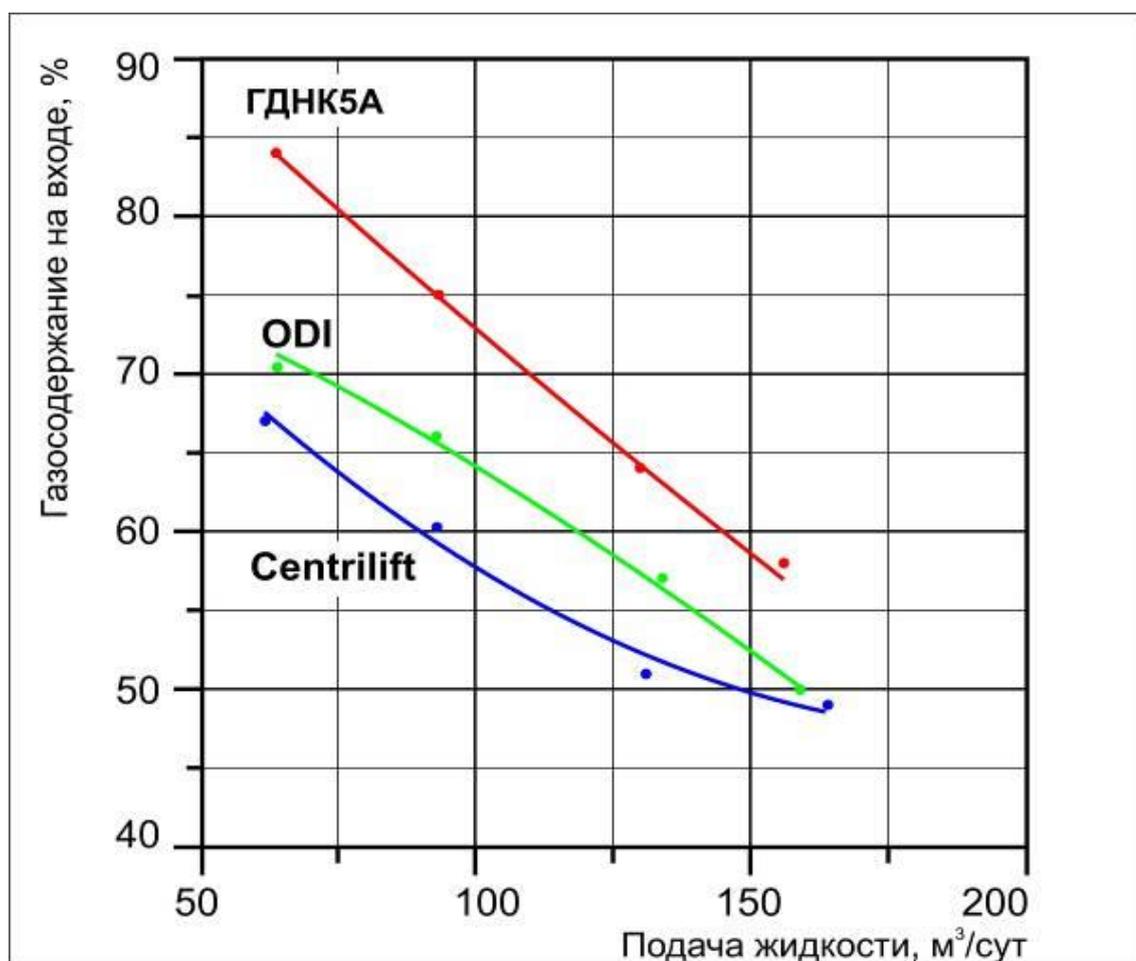


Рисунок 39 – Характеристики газосепараторов

Но у газосепараторов есть и ряд недостатков:

- за счет центробежных сил не только отделяется газ от жидкости, но и твердые частицы отбрасываются к стенкам защитной гильзы. Там частицы захватываются вихрями, всегда имеющимися в газосепараторах традиционной конструкции со шнеком постоянного шага и кавернообразующим колесом. Вихри повышают локальную концентрацию частиц в десятки раз, что ведет к быстрому износу защитной гильзы, вплоть до сквозного перерезания корпуса;
- распространенным осложняющим фактором является отложение солей в насосах. Сброс углекислого газа в затрубье, т.е. понижение его концентрации в смеси, проходящей через насос, ускоряет отложение солей;
- нельзя устанавливать газосепаратор на горизонтальных участках скважин, т.к. сбрасываемая в затрубье газожидкостная смесь всегда содержит

твердые частицы, из-за чего происходит постепенное засорение ими этого участка, вплоть до невозможности последующего извлечения установки [8].

### **3.6.2 Применение диспергаторов**

Исходя из того, что газосепараторы не являются универсальным средством эффективной работы УЭЦН в условиях повышенного газосодержания на входе, в последние годы, как в зарубежной, так и в отечественной практике начали применяться диспергирующие устройства для откачки ГЖС из скважин.

Диспергирующие устройства в России были разработаны и прошли промышленные испытания более 30 лет назад. В этих диспергаторах в качестве рабочих ступеней использовали модифицированные рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН (например, со сквозными отверстиями) или осевые ступени. В настоящее время, используют следующие диспергаторы:

- устройство AGH (Advanced Gas Handling) фирмы REDA (США);
- диспергатор ОАО “Борец”;
- диспергатор ЗАО “Новомет”.

Устройство AGH представлено на рисунке 40. Устройство представляет собой пакет ступеней на большую производительность по сравнению с применяемой в насосе ступенью, помещенный в отдельный корпус. Он может быть смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней обычно состоит из 15, а предпочтительное количество диспергирующих ступеней 20-40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита [5].

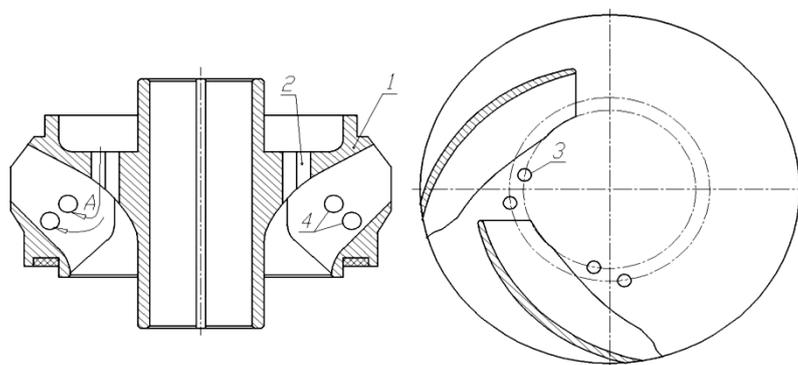


Рисунок 40 – Ступени диспергатора АГН

Основой конструкции диспергирующей ступени является конструкция рабочего колеса, разгруженного от осевой силы при помощи выполненной камеры за ведущим диском 1 колеса, в которой давление с помощью отверстий 2 в диске уравнивается с давлением у входа в колесо. В диспергирующей же ступени дополнительно введен второй ряд отверстий 3. По мнению авторов, два ряда отверстий позволяет ограниченному количеству жидкости постоянно циркулировать для уменьшения вероятности образования газовой пробки на входе в колесо, при этом жидкость, циркулирующая через отверстия, смешивается с потоком в межлопастных каналах рабочего колеса, что позволяет разбивать газовые пузыри на более мелкие, т.е. диспергировать ГЖС. Более интенсивное диспергирование ГЖС осуществляется за счет существенного несоответствия углов потока и лопастей высокопроизводительной ступени диспергатора. Для этой же цели служат отверстия 4 в лопастях рабочих колес.

В России были разработаны и прошли промышленные испытания различные диспергирующие устройства.

В этих диспергаторах рабочими органами являлись ротор и статор, в качестве которых использовались соответственно рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН с некоторыми видоизменениями, например, сквозными осевыми отверстиями.

Авторами этих диспергаторов были выдвинуты принципиально важные положения:

- 1) Диспергация потока смеси тем выше, чем больше градиент скорости.
- 2) Диспергирующие устройства должны быть предназначены не только для диспергации ГЖС, но и для диспергации водонефтяной эмульсии.

В настоящее время выпускаемый ОАО «Борец» диспергатор, является дальнейшим развитием вышеописанных отечественных диспергаторов, ротор и статор которого представленный на рисунке 41 по сути являются осевыми рабочими органами.

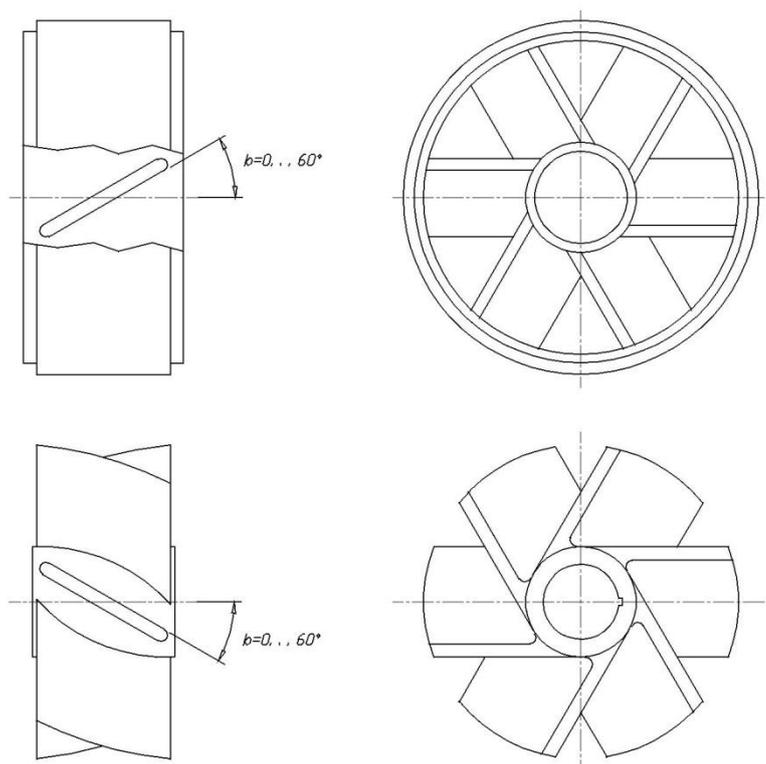


Рисунок 41 – Ротор и статор диспергатора фирмы «Борец»

Модули насосные – диспергаторы МНДБ5 (производства ОАО "Борец") предназначены для измельчения газовых вclusions в пластовой жидкости, подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход насоса. Диспергаторы МНДБ5 устанавливаются на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в диспергатор при максимальной подаче – 55 % по объему. При прохождении потока газожидкостной смеси через диспергатор повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса. Уменьшается его вибрация и пульсация потока в

насосно-компрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным КПД. За насосом в насосно-компрессорной трубе из перекачиваемой жидкости выделяется свободный газ, который, расширяясь, совершает дополнительную работу по подъему жидкости из скважины. В целом, применение диспергатора способствует улучшению условий работы насоса, повышению стабильности его характеристик и увеличению экономичности всей установки погружного центробежного насоса.

В месте подвески насоса в сборе с диспергатором, протектором, электродвигателем и компенсатором кривизна ствола скважины не более 3' на 10 м и угол отклонения скважины от вертикали не более 40°.

Кроме указанных выше, ОАО "Борец" выпускает модули газосепараторы-диспергаторы МНГДБ5, предназначенные для снижения содержания газа в пластовой жидкости и ее преобразования в однородную газожидкостную смесь перед подачей в насос. Газосепаратор-диспергатор МНГДБ5 устанавливается на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в газосепаратор-диспергатор при максимальной подаче – 68 % по объему.

Газосепаратор-диспергатор разделяет пластовую жидкость на две фазы: жидкостную и газовую. Газ удаляется в затрубье, а пластовая жидкость с остаточным газом преобразуется в однородную газожидкостную смесь и подается на вход насоса.

Диспергатор ЗАО "Новомет" представлен на рисунке 42.

Рабочими ступенями диспергатора являются ротор-винт и статор-втулка. На наружной цилиндрической поверхности винта и на внутренней цилиндрической поверхности втулки выполнены многозаходные, противоположно направленные нарезки специального профиля. При работе диспергатора относительное положение выступов нарезок втулки и винта непрерывно изменяется, из-за чего образуются значительные градиенты скорости потока, диспергирующие газожидкостную смесь.

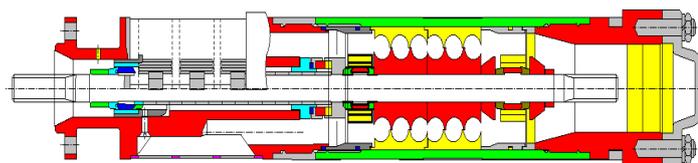


Рисунок 42 – Рабочие органы диспергатора ЗАО “Новомет”

В результате промышленных исследований было установлено, что насос с испытанным диспергирующим устройством может работать при повышенном газосодержании потока на всасывании (до 65 %) без срыва подачи, стабильно, без колебаний параметров.

### **3.6.3 Применение мультифазного насоса**

Газ и жидкость отличаются по плотности примерно в 1000 раз. В ЭЦН перекачиваемая газо-жидкостная смесь вращается, поэтому возникают центробежные силы, сепарирующие газ и жидкость. Сталкиваясь, газовые пузырьки объединяются. Чем неоднороднее газо-жидкостная смесь, тем сильнее ухудшаются рабочие характеристики ЭЦН. В погружном осевом насосе (рис.43) , центробежные силы существенно меньше, чем в ЭЦН. Поэтому характеристики осевых насосов меньше деградируют при появлении в перекачиваемой жидкости нерастворенного газа. Погружные осевые насосы также называют мультифазными насосами (МФН) [13].

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



Рисунок 43 – Ступень погружного мультифазного насоса.

Поэтому весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление, что в какой-то мере компенсируется газлифт-эффектом в НКТ. Однако часто газлифт-эффект не полностью компенсирует снижение давления основного насоса, поэтому требуется увеличить число ступеней основного насоса.

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

МФН обладает целым рядом преимуществ, а именно: увеличение КПД и напора УЭЦН происходит за счет газлифт-эффекта в НКТ, т.к. содержащийся в

добываемой продукции нерастворенный газ не выбрасывается в затрубное пространство;

- стабилизация токовой диаграммы ПЭД достигается из-за предотвращения пульсаций напора и расхода при повышенном содержании газа;

- возможна работа в условиях, где применение газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, горизонтальные участки и др.).

Выход на рабочий режим УЭЦН, оснащенной МФН, на скважинах, заглушенных соевым раствором, затруднен. На начальном этапе, когда уже создана депрессия на пласт, но из пласта еще поступает жидкость глушения со свободным газом, установка работает на смеси вода-газ, а такая смесь (без ПАВ), как мы уже отмечали выше, наиболее негативно влияет на характеристику основного насоса. Срыва подачи основного насоса (ЭЦН) не будет, т.к. мультифазный насос обеспечивает через него прокачку всех газовых пробок, но давления, развиваемого ЭЦН, может оказаться недостаточно для подъема жидкости на поверхность, т.к. высоко обводненная жидкость без ПАВ существенно его снижает. В таких случаях рекомендуется использовать ЭЦН с повышенным напором (большим числом ступеней) или добавлять ПАВ в жидкость глушения

### 3.6.4 Спуск УЭЦН ниже интервала перфорации

Для осуществления пассивной сепарации путем гравитационного разделения потока ГЖС в зоне перфорации возможна эксплуатация скважин ниже интервала перфорации обсадной колонны насосными установками в которых электродвигатель серийных насосов габарита 5 и 5А комплектуется



Рисунок 44 - Схема установки

кожухом. Компонка включает входной модуль специальной конструкции и переводник под «хвостовик» из труб диаметром 60 или 73 мм по ГОСТ 633-80. Входной модуль специальной конструкции устанавливается в верхней части кожуха. Переводник под «хвостовик» соединяется с нижней частью кожуха. Для секционных погружных электродвигателей кожух выполняется секционным. В односекционном кожухе к нижней части электродвигателя крепится центратор, обеспечивающий равномерный диаметральный зазор между кожухом и корпусом электродвигателя(рис. 44) [15].

В случае, если  $R_{зab} < R_{нас}$  при выбранной схеме наблюдается флотация пузырьков газа по затрубному пространству вверх, а жидкость направляется вниз – поступает в хвостовик – проходит вдоль

ПЭД, охлаждая его – попадает на прием насоса. Помимо снижения влияния газа выбранная схема позволяет увеличить производительность скважины путем увеличения депрессии на пласт. Облегчается вывод установки на режим после глушения скважины, т.к. во время отбора жидкости глушения из ствола скважины поток также проходит вокруг ПЭД, не допуская его перегрева.

Однако для применения данного метода существует ряд ограничений:

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

### **3.6.5 Использование измельчающего устройств для борьбы с механическими примесями**

Для улучшения работы УЭЦН в условиях повышенного выноса механических примесей предлагается применить следующее приспособление - измельчающее устройство, которое позволит устранить причину отказов ЭЦН из-за попадания в его рабочие органы механических примесей ИМ - НМС (рис. 45).



Рисунок 45 - Общий вид измельчителя мехпримесей

Измельчитель механических примесей предназначен для разрушения и измельчения механических примесей, находящихся в откачиваемой жидкости. ИМ устанавливается на нижний опорный подшипник УЭЦН [16].

Измельчающее устройство монтируется в приемной части насоса и состоит из шнека 4, пружины 5, неподвижного диска 2, кулачка 9, кольца 3, ножей 6. При вращении вала насоса 1 кулачок 9 упирается в пружину 10 и приводит во вращение кольцо с ножами 6 (рис. 46).

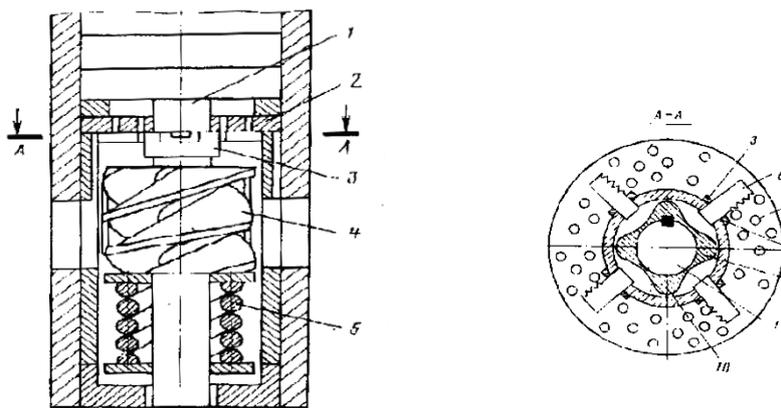


Рисунок 46 - Измельчающее устройство:  
1-вал ЭЦН; 2-диск; 3-кольцо; 4-шнек; 5,10-пружина; 6-ножи; 7-отверстия; 8-направляющие пазы; 9-кулачок

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

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

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

### **3.6.6 Химические методы борьбы с АСПО**

Химические методы предупреждения и очистки - наиболее часто применяемый способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений в виде дисперсной взвеси, транспортируемой потоком флюидов. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяются отечественные и зарубежные реагенты, например, ИНПАР, СОНПАР, СНПХ-7843 и др., а также растворители – удалители АСПО: гексановая фракция, СНПХ-7р-1, СНПХ-7850, стабильный газовый конденсат, нефрас и др. Могут быть использованы ингибиторы парафиноотложения, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, присадки комплексного действия - ингибитор-депрессор ИХН-1 и др. Подбор наиболее эффективного ингибитора, растворителя и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Александров Максим Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на проведение мероприятий по установке УЭЦН.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<p>Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья от 18.05.2016;</p> <p>Технические требования к компаниям, привлекаемым к работам по установке УЭЦН на месторождениях ООО «Томскгазпром»;</p> <p>НК РФ 117 Ф3 ст. 261 «Расходы на освоение природных ресурсов</p> <p>Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснефть от 01.01.2014);</p>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности проведения мероприятий по установке УЭЦН на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление плана проекта по установке УЭЦН с учетом необходимых эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка наиболее подходящих подрядных организаций для проведения мероприятий по установке УЭЦН,

	стоимостная оценка аренды оборудования. Общий расчет бюджета по стоимости проведения мероприятий по установке УЭЦН.
--	---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	25.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		25.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Александров Максим Сергеевич		25.03.2018

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### Введение

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении с использованием насоса 9ЭЦН5А-100-1350. Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

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

#### 4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по установке УЭЦН

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап - подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УЭЦН на колонне НКТ, на третьем заключительном этапе производится монтаж УЭЦН. Спуск УЭЦН в скважину производится согласно компоновке, указанной в плане работ (заказ-наряде).

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в Таблице 4.

Таблица 4 - Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным	26
Заключительный этап	4
<b>Итого:</b>	<b>48</b>

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 48 ч.

Линейный календарный график проведения работ будет выглядеть следующим образом (табл. 5):

Таблица 5 - Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Часы											
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Подготовительный												
Спуск компоновки в скважину												
Заключительный												
Этап работ	Часы											
	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48
Подготовительный												
Спуск компоновки в скважину												
Заключительный												

#### 4.2 Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат (таб. 6).

Таблица 6 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 18 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 50 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

#### 4.3 Расчёт сметной стоимости работ

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. № 640). Рассчитаем амортизацию отчислений при установке УЭЦН в Таблице 7.

Таблица 7 – Расходы на амортизацию оборудования при проведении мероприятия

Объект	Стоимость, руб	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в месяц, руб.	Кол-во	Время работы, месяц	Сумма амортизации, руб.
Погружной центробежный насос УЭЦН	18900000	20	2551500	212625	1	1	212625
Трансформатор	120000	10,5	12600	1050	1	1	1050
Термоманометрич.система	70000	8	5600	467	1	1	467
Гидрозащита	1000000	9	90000	7500	1	1	7500
Емкость V = 50 м <sup>3</sup>	18120	11,2	2029,44	169,12	1	1	169,12
Вагон с инструментами	19560	14,3	2797,08	233,09	1	1	233,09
Приемные мостки	95460	20	19022	1585,17	1	1	1585,17
<b>Итого</b>				223629,38			

Таблица 8 - Затраты на получение услуг в проведении мероприятия

Наименование	Кол - во	Затраты времени, ч.	Стоимость 1ч. работы, руб.	Общая стоимость услуг, руб.
Цементированный агрегат ЦА - 320	1	20	47,38	947,6
Подъемник – 37А	1	112	62,81	7034,72
Трактор К - 700	1	6	77,55	465,3
Автомашина «Урал» -375 (трубовоз)	1	8	38,22	306,56
Автомашина «Урал»-Вахта	1	26	38,77	1008,02
Автоцистерна АЦН - 12	1	34	32,53	1106,02
Площадка КРАЗ - 255	1	6	58,45	350,7
Автокран ЗИЛ – 130, КС -2561	1	6	69,45	416,7
<b>Итого:</b>				11635,62

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 235265 руб.

Таблица 9 - Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640)

Наименование	Код ОКОФ
Насосы для перекачки жидкостей; подъемники жидкостей	330.28.13.1
Машины и оборудование, не включенные в другие группировки	330.28

Стоимость материалов на установку УЭЦН ОАО «Х» приведены в Таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 73мм	80	37500	3000000
2	Кабель	2700 м	200	1060000
<b>Итого:</b>				4060000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 4060000 руб.

К расходам на оплату труда относятся:

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Расчет заработной платы указан в Таблице 11.

Таблица 11 – Расчет заработной платы

Професс ия	Разр яд	Количес тво	Тарифн ая ставка,	Время на прове	Постоянн ая премия	Районный коэффици ент	Заработна я плата с учетом
---------------	------------	----------------	-------------------------	----------------------	--------------------------	-----------------------------	----------------------------------

		Орг.Х	руб./час организа ция Х	ден ие мероп ри ятия, ч.	Организа ция .Х	Организа ция. Х	надбавок, руб.
							Организа ция. Х
Технолог	8	1	350	48	5%	50%	26040
Мастер	7	1	300	48	5%	50%	22320
Буриль щик	5	1	250	48	5%	50%	18600
Машины ст	3	1	180	48	5%	50%	13392
Помощн ик	3	1	200	48	5%	50%	15360
Супервай зер	5	1	350	48	5%	50%	26040
Геофизи к	4	1	200	40	5%	50%	15360
<b>Итого</b>		7					137112

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией Х составят 137112 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве указан в Таблице 12.

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

Таблица 12 – Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией X

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	Страхование от несчастных случаев (1,2%)	ПФР РФ (30%)	Всего, руб.
Затраты	137112	3976,2	6992,7	1645,3	41133,6	42778,9

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 190859,8 руб.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия представлены в Таблице 13.

Таблица 13 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	235265
Затраты на материалы	4060000
Оплата труда	137112
Социальные отчисления	42778,9
Накладные расходы (20%)	924647,36
<b>Всего затрат:</b>	<b>5399804,26</b>

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют **5399804,26** руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Александров Максим Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>ОНД</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Открытая рабочая зона - кустовая площадка Северо-Останинского НГКМ месторождения (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b>	1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	1. Охрана окружающей среды при эксплуатации механизированных добывающих скважин на нефтяном месторождении. - Выбросы в атмосферу (сажа, бенз(а)пирен, бензол, толуол, ксилол, фторид, фтористый водород и др.) - Загрязнение гидросферы (сбросы сточных вод, случайные разливы нефти) - Загрязнение литосферы (транспортные отходы, случайные разливы нефти)
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: удар электрическим током; падение с высоты массивного оборудования; разлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов.

<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 372 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Александров Максим Сергеевич		18.02.2018

## 5 Профессиональная социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [20].

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 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.

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 Производственная безопасность

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин:

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Пониженная температура окружающей среды; 2. Загазованность воздуха рабочей зоны 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Электрический ток; 2. Давление в системах работающих механизмов; 3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.	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.
---	---	--	---

### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

*Отклонение параметров микроклимата при работе на открытом воздухе.* Во избежание возникновения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в различных компаниях, например ОАО «Томскгазпром», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [21]:

#### 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 лицам, работающим на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а так же средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

***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) [21].

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. [22]

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).

**Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость. На месторождении освещение обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво- и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. При работе в темное время суток территория кустов скважин должна быть освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [23].

### **5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

**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 планово-предупредительного ремонта (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[28].

*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 оборудованьям 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.

***Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.*** В весенне-летний период времени на территории Западной Сибири, в частности Томской области, повсеместно обитают кровососущие насекомые, такие, как гнус и клещи, являющиеся

переносчиками тяжелых заболеваний, в том числе клещевого энцефалита, болезни Лайма. Необходимо обеспечить сотрудников, работающих под открытым небом средствами индивидуальной защиты (противоэнцефалитный костюм, специальные химические средства индивидуальной защиты от кровососущих насекомых). Проводить само- и взаимосмотры каждые 10 – 15 минут для обнаружения клеща, не садиться и не ложиться на траву; после возвращения с объекта строительства тщательно осматривать одежду и тело, не заносить в помещение верхнюю одежду на которой могут находиться клещи.

Все сотрудники должны пройти вакцинацию против клещевого энцефалита, и от других заболеваний (столбняк, сибирская язва и др.). В медпункте должен содержаться запас антивирусных препаратов.

Работники должны быть проинструктированы об оказании первой помощи при укусах змей, и клещей.

## **5.2 Экологическая безопасность**

*Защита окружающей среды.* Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока,

заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

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

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

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

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

окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

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

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

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

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

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;

- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

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

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

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества Таблица 15.

Таблица 15 - Вредные вещества

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

Метанол	1	3	0.041	1.290
---------	---	---	-------	-------

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

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

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

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

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

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;

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

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.**

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

***Пожаровзрывобезопасность кустовых площадок.*** Кустовые площадки запроектирована с соблюдением действующих норм и правил.

Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий: [27]:

- 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  $0,4A \cdot \text{мин}$ ;

- 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 (таб. 16).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 17.

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

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво-пожарной 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 17 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности:

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	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;

#### 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

*Специальные (характерные для рабочей зоны ) правовые нормы трудового законодательства.* Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [25].

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

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней

***Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.***

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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы был проведен анализ эффективности применения УЭЦН на примере Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Томскгазпром».

Были решены поставленные задачи, а именно:

- изучены геолого-физические характеристики месторождения;
- охарактеризовано текущее состояние разработки месторождения;
- проведен анализ эффективности эксплуатации скважин с использованием УЭЦН;

- выявлены методы оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора, высокого содержания мехпримесей и АСПО.

Для оптимизации работы скважин мною было предложено использование следующих методов:

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

Применение этих методов позволит стабилизировать работу скважин, увеличить дебиты, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

### Список используемых источников

1. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2011 – 90 с
2. Методическая разработка открытого урока // Infourok URL: [https://infourok.ru/metodicheskaya\\_razrabotka\\_otkrytogo\\_master\\_klassa\\_po\\_eng-s-138492.htm](https://infourok.ru/metodicheskaya_razrabotka_otkrytogo_master_klassa_po_eng-s-138492.htm) (дата обращения: 09.03.2018).
3. Красноборов Д.Н. Осложненный фонд скважин ООО "Лукойл-Пермь" // Инженерная практика . - 2016. - №4
4. 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.
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. 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.
7. Сайт компании Centrilift / [www.bakerhughes.com/centrilift](http://www.bakerhughes.com/centrilift)
8. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль.-2010.- №11. – С.64.
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. Мищенко И.Т. Скважинная 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 57246-0234-2.
11. Rengm URL: <http://rengm.ru/rengm/gidrozashhita-pjed.html> (дата обращения: 09.04.2018).
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. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль.-2010.- №11. – С.66.
15. Пономарев Р.Н. Аварийные отказы оборудования УЭЦН и разработка мероприятий по их устранению: дис. ... Канд. технических наук: 61:07-5/852. - Уфа, 2006.
16. Сайт ПК «Борец»/ [www.borets.ru](http://www.borets.ru).
17. Пещеренко С.Н. Нерастворенный газ и абразив // Арсенал нефтедобычи. – 2008. - №2. – С.18.
18. Ухалов К.А., Р.Я. Кучумов Методология оценки эксплуатации надежности работы УЭЦН // Науки о земле. - 2009. - №4.
19. Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 4. – С.72-74.
20. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. — М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
21. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.

22. Проектная документация: Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 56 "Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 20.06.2003 N 4812).
23. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
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: 09.04.2018).
25. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5).
26. Комаров В.С. "Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования". Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.-275с.
27. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.
28. Справочная информация: "Правила устройства электроустановок (ПУЭ)"
29. Яндекс картинки // yandex.ru. URL: <https://yandex.ru/images/> (дата обращения: 09.04.2018).