

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
Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

УДК 622.276.346.2(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Иванов Владислав Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	<i>Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)</i>
P2	<i>Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	<i>Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности</i>	<i>Требования ФГОС ВО(ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
P4	<i>Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	<i>Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
P6	<i>внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	<i>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	<i>Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	<i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)</i>

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

Школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Иванову Владиславу Викторовичу

Тема работы:

«Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	8.06.2021
------------------------------------------	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Казанскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Эффективность методов борьбы со свободным газом применяемых на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Теоретические основы повышения эффективности эксплуатации скважинного	Цибулькинова Маргарита Радиевна

оборудования в условиях высоких значений газового фактора»	
«Обоснование выбора оборудования нефтедобывающих скважин в условиях высокого газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении»	Цибульникова Маргарита Радиевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Елена Игоревна
«Социальная ответственность»	Федорчук Юрий Митрофанович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Иванов Владислав Викторович		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	8.06.2021
------------------------------------------	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.05.2021	Теоретические основы повышения эффективности эксплуатации скважинного оборудования в условиях высоких значений газового фактора	25
20.05.2021	Обоснование выбора оборудования нефтедобывающих скважин в условиях высокого газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	25
03.06.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
06.06.2021	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения:

ГФ – газовый фактор

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ЭЦН – электроцентробежный насос

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ИР – исследовательская работа

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГНК – газонефтяной контакт

ПНГ – попутный нефтяной газ

УВ – углеводороды

РД – руководящий документ

ГЗУ – групповая замерная установка

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

УПН – установка подготовки нефти

ППД – поддержание пластового давления

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

БКНС – блок кустовой насосной станции

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГЖС – газожидкостная смесь

ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка

ШГН – штанговый глубинный насос

КПД – коэффициент полезного действия

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ТРИЗ – трудно извлекаемые запасы

ГК – газовый конденсат

МФОН – мультифазный осевой насос

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 с., 24 рис., 21 табл., 33 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, скважина, газовый фактор, установка электроцентробежного насоса, газосепаратор, диспергатор.

Объектом исследования являются добывающие скважины с высоким газовым фактором, оборудованные УЭЦН на Казанском НГКМ.

Цель работы – обосновать эффективность мероприятий по снижению влияния высокого значения газового фактора при эксплуатации добывающих скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования были рассмотрены основные осложняющие факторы при добыче нефти, проведен анализ современных технологий по борьбе с негативным влиянием свободного газа на установки центробежных насосов, был проведен анализ осложненного фонда скважин Казанского НГКМ, был произведен подбор оборудования для эксплуатации скважины с высоким газовым фактором.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на механизированном фонде скважин, оборудованном установками центробежных насосов, месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет эффективности установки сепаратора.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ЗНАЧЕНИЙ ГАЗОВОГО ФАКТОРА.....	12
1.1 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН	12
1.2 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН.....	18
1.3 Влияние свободного газа на УЭЦН	21
Влияние свободного газа у приема ЭЦН на рабочие характеристики.....	24
1.4 Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа.	30
1.4.1 Спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине	30
1.4.2 Подлив дегазированной жидкости.....	31
1.4.3 Применение «конической» схемы насосов	32
1.4.4 Применение газосепараторов	34
1.4.5 Применение диспергаторов	42
1.4.6 Применение мультифазных насосов.....	45
2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	48
2.1 Общие сведения о месторождении	48
2.2 Комплексный подход к применению технологий эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора на Казанском НГКМ.	50
2.3 Расчет оборудования для УЭЦН, применяемое на Казанском НГКМ для повышения эффективности эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора.	50
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	62
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	62
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	62
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	63
3.1.3 Технология QuaD	64
3.1.4 SWOT – анализ.....	66
3.2 Планирование научно–исследовательских работ.....	70

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	70
3.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ.....	70
3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	71
3.3 Бюджет научно–технической разработки	75
3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	75
3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	75
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы.....	76
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
4.1 Производственная безопасность	85
4.1.5 Освещенность.....	91
4.1.6 Пожарная опасность	94
4.2 Экологическая безопасность	97
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	103

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день основным способом добычи нефти в России является эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Казанское нефтегазоконденсатное месторождение не является исключением. Объясняется это тем, что в условиях необходимости максимального отбора нефти и увеличивающейся обводненности месторождений они имеют следующие преимущества по сравнению с другими способами добычи (высокая производительность, простота монтажа и обслуживания, относительно большой межремонтный период и т.д.).

На Казанском месторождении работа серийных установок ЭЦН сталкивается с большими трудностями. Одним из основных осложняющих факторов при насосной эксплуатации скважин является высокое содержание свободного газа в откачиваемой продукции на приёме насоса. Этот фактор приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, уменьшению его межремонтного периода и вследствие к снижению экономической рентабельности разработки.

При подъеме нефти на поверхность выделяется газ, накапливающийся в затрубном пространстве добывающих скважин (между колоннами насоснокомпрессорных труб и обсадной колонной). Избыточное количество этого газа приводит к нежелательным последствиям в эксплуатации скважин, таким как увеличение динамического уровня в скважине и образование газогидратов.

В условиях наличия свободного газа в добываемой продукции может снизиться напор и соответственно КПД установки электроцентробежного насоса, происходит перегрев оборудования из-за недостаточного охлаждения, возникают риски срыва подачи и внутрисменные простои, что приводит к преждевременным отказам оборудования. С увеличением количества свободного газа повышается количество необходимых ступеней УЭЦН, снижается их напорная характеристика, что приводит к уменьшению

депрессии, оказываемой на пласт, и происходит снижение дебита скважины. Для минимизации количества отказов оборудования, увеличения КИН и стабилизации работы УЭЦН в осложненных газовым фактором условиях разрабатываются и внедряются новые технологии и оборудование.

Цель работы – обосновать эффективность мероприятий по снижению влияния высокого значения газового фактора при эксплуатации добывающих скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Реализация поставленной цели предусматривает решение следующих задач:

1. Рассмотреть теоретические основы повышения эффективности эксплуатации скважинного оборудования в условиях высоких значений газового фактора;
2. Обоснование выбора оборудования нефтедобывающих скважин в условиях высокого газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении;
3. Обосновать экономическую эффективность сепаратора с целью повышения эффективности эксплуатации скважин и увеличение нефтеотдачи.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ЗНАЧЕНИЙ ГАЗОВОГО ФАКТОРА

1.1 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка (УЭЦН) представляет собой комплекс оборудования, предназначенный для механизированной добычи жидкости нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси с помощью центробежного насоса, который соединен с погружным электродвигателем. Область применения установки – высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитами $10 \div 1300$ м³/сут и высотой подъема $500 \div 3500$ м. Межремонтный период установок в среднем составляет 300 суток и более.

На сегодняшний день предложено большое количество различных схем и модификаций установок ЭЦН. В тексте представлена одна из наиболее часто встречаемых на промысле схем оборудования добывающей скважины установкой погружного электроцентробежного насоса.

Установка электроцентробежного насоса включает в себя следующие элементы:

- наземное оборудование, в которое входит трансформаторная подстанция, станция управления, устьевое оборудование скважины;
- в состав подземного оборудования входит погружной центробежный насос, погружной электродвигатель с гидрозащитой, которые спускаются в скважину на колонне насоснокомпрессорных труб, и кабельная линия.

Погружной электроцентробежный насос – это центробежный насос, состоящий из нескольких модуль-секций, которые в свою очередь состоят из

множества ступеней (направляющих аппаратов) и большого количества рабочих колёс, собранных на валу и заключенных в стальной корпус (трубу).

Для освоения скважины с получением требуемой нормы отбора жидкости, в оптимальном режиме работы и получения наибольшего экономического эффекта индивидуально подбираются необходимые типоразмеры и параметры насоса, погружного электродвигателя с гидрозащитой кабеля, диаметр насосно-компрессорных труб и глубина спуска насоса.

Обычно, в состав насоса входит нижняя секция с приёмной сеткой, средняя и верхняя секции, причём средних секций может быть несколько. Длина насоса определяется числом рабочих ступеней,

количество которых определяется основными параметрами насоса – подачей и напором

Модуль – секция насоса состоит из следующих основных частей:

корпус, вал, пакет ступеней (рабочие колёса и направляющих аппараты).

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

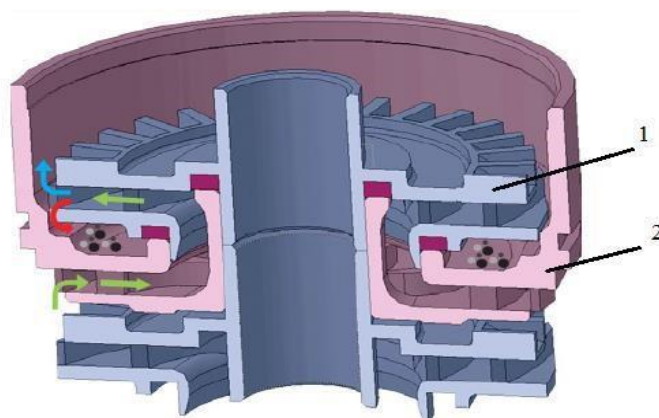


Рисунок 1.1 – Движение потока жидкости в ступени ЭЦН [10]

Затем жидкость последовательно поступает в следующий направляющий аппарат и рабочее колесо, приобретая новую порцию кинетической энергии. Рабочая пара колесо – направляющий аппарат называется ступенью ЭЦН. Ступени (рисунок 1.1) расположены в секциях ЭЦН. Жидкость в секции попадает через приемную сетку входного модуля. 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.

Входной модуль предназначен для приема и подвода скважинной жидкости в насос, а также грубой очистки её от механических примесей. При откачивании скважинной жидкости, с содержанием свободного газа больше, чем 25% (по объему), между входным модулем и модулем – секцией устанавливается газосепаратор.

Входной модуль состоит из корпуса с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки и шлицевой муфты, служащей для соединения с другими модулями. Верхняя часть модуля присоединяется к секции насоса, а нижняя часть к протектору, с помощью подшипников скольжения вала и шпилек.

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

Сливной (спускной, сбивной) клапан предназначен для слива жидкости из колонный насосно-компрессорных труб при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя представляет собой специальное устройство, состоящее из протектора и компенсатора. Она выполняет следующие функции:

- защищает внутреннюю полость двигателя от попаданий пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.
- выравнивание давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- компенсация теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя.

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

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

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

Трансформаторы трехфазные силовые масляные серии ТПМН, ТМПНГ служат для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы.

Термоманометрическая система типа ТМС предназначена для контроля ряда технологических параметров скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов типа УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы при перегреве ПЭД или снижении давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого. Система ТМС состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, выполняющего функции блока питания, усилителя – формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным насосом по давлению и температуре [1].

Технические характеристики центробежного насоса:

Установки выпускаются двух видов – модульные и немодульные. В зависимости от количества компонентов, содержащихся в перекачиваемой жидкости, насосы имеют три исполнения: обычное, коррозионностойкое и повышенной износостойкости.

В зависимости от максимального поперечного размера погружного агрегата установки делятся на три группы – 5; 5А; 6.

- установки группы 5 с поперечный габаритом 112 мм, применяются в скважинах с колонной обсадных труб, имеющих внутренний диаметр не менее 121,7 мм;

- установки группы 5А, имеющие поперечный габарит 124 мм – в скважинах с внутренним диаметром не менее 130 мм;

- установки группы 6, имеющие поперечный габарит 140, 5 мм – в скважинах с внутренним диаметром не менее 148,3 мм.

Диаметры корпусов погружного агрегата для групп 5, 5А, 6 – 92 мм, 103 мм и 114 мм соответственно.

Пример условного обозначения установки – УЭЦНМК5А-160-1750, означает:

У – установка; Э – с приводом от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5А – группа насоса; 160 – подача, м³/сут; 1750 – напор, м; К – коррозионностойкое исполнение установки (добавляется перед обозначением группы).

Выделяют следующие условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам:

- среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);

- максимальное содержание попутной воды – 99%;

- содержание попутного газа на приеме насоса – не более 25%; для установок, имеющих насосные модули - газосепараторы – не более 55%;

- максимальное содержание механических примесей не более 0,1 г/л для обычного и коррозионностойкого, 0,5 г/л для износостойкого;
- содержание сероводорода не более 0,01 г/л для обычного и износостойкого, до 1,25 г/л для коррозионностойкого;
- водородный показатель пластовой воды (рН) в пределах 6,0 – 8,3;
- максимальная температура перекачиваемой жидкости до 90 °С.

1.2 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН

На сегодняшний день УЭЦН являются самым распространенным нефтедобывающим оборудованием, ими добывается около 80% всей нефти в России. Они являются более выгодными чем штанговые насосные установки, по величине энергозатрат на тонну добываемой продукции при максимальных подачах. При работе УЭЦН в скважинах с осложненными условиями добычи большой проблемой является изменение технико – экономических показателей установки в худшую сторону.

Существует множество факторов, препятствующих более рациональной эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. Факторы, влияющие на работу УЭЦН, можно разделить на две группы [2]:

- геологические факторы, обусловленные своим происхождением условиям формирования нефтяной залежи: (отложения солей и АСПО; вода; свободный газ; наличие механических примесей в скважинной продукции);
- факторы, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок: (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружного оборудования).

При воздействии этих осложнений, порознь или совместно, резко снижается эффективность работы погружных насосных установок. В зависимости от расположения месторождения осложняющие факторы, которые влияют на работу УЭЦН могут значительно отличаться.

В зависимости от того, какое воздействие они производят на техникоэкономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и с отрицательным действием.

Прежде чем рассматривать методы по борьбе с осложнениями, следует разобраться в сущности процессов, приводящих к снижению эффективности работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

Вследствие того, что безводный период эксплуатации скважин занимает малую часть от общего периода, влияние воды на работу УЭЦН начинается практически с начала работы скважины. Появление в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН.

По причине содержания в своем химическом составе асфальтенов и смол – природных эмульгаторов, нефть склонна к образованию эмульсий. Этому процессу также способствуют глина и песок, содержащиеся в откачиваемой продукции. При прохождении пластовой жидкости через рабочие агрегаты УЭЦН происходит формирование эмульсии, вязкость которой может превышать вязкость чистой нефти в десятки раз. Это происходит по причине того, что ЭЦН является хорошим диспергатором, а вязкость и устойчивость эмульсии зависит от дисперсности водонефтяной смеси. Максимов В.П. и Мищенко И.Т. в своих работах [3,4] отмечают, что максимальные значения вязкости характерны для эмульсий с обводненностью 40-60 %. Увеличение вязкости перекачиваемой ЭЦН жидкости негативно сказывается на его рабочих характеристиках. В качестве критерия для оценки изменения параметров работы насоса в работе Л.С. Каплана [5], были предложены коэффициент подачи насоса и межремонтный период работы. При работе насоса в интервале обводненности 40-60 % коэффициент относительной подачи насоса в среднем уменьшился примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы насоса сократилась в 1,5 раза. Кроме этого, было установлено, что влияние высоковязкой эмульсии на насосы с большей подачей выражено меньше.

Высокоминерализованные пластовые воды являются одним из серьезных осложнений при эксплуатации УЭЦН. Их появление в откачиваемой жидкости приводит к таким серьезным нарушениям в работе насоса, как отложение солей в его рабочих органах и высокой коррозии оборудования.

При добыче нефти её неизменным спутником является природный газ. Попадая в рабочие органы насоса, он приводит к образованию полостей и пустот (газовых каверн), размеры которых соизмеримы с размерами канала ступени. Энергообмен между рабочим колесом насоса и жидкостью ухудшается, приводя к перегреву оборудования и возникновению риска срыва подачи.

Несмотря на вредное влияние газа при добыче маловязкой нефти, его появление в водонефтяных эмульсиях, обладающих повышенной вязкостью, и нефтях с неньютоновскими свойствами, приводит к увеличению показателей работы насоса. Это обусловлено тем, что в жидкости происходит разрушение структурных связей при выделении газа, приводящее к повышению её текучести.

В добываемой скважинной продукции содержатся различные механические примеси. Частицы солей, продукты разрушения горной породы и приносимые с дневной поверхности при различных ремонтах скважин механические примеси попадают в погружной центробежный насос, приводя к изнашиванию его рабочих органов, вследствие абразивного эффекта.

Для предупреждения осложнений, связанных с содержанием механических примесей в продукции скважины, ведется контроль за их содержанием в добываемой продукции. По регламенту их количество в добываемой жидкости не должно превышать 0,1-0,5 г/л.

Другой группой факторов, оказывающих влияние на работу УЭЦН являются осложнения, связанные с конструкцией скважины и компоновкой насосного агрегата. Рассмотрим некоторые из них.

С увеличением глубины погружения насоса, температура откачиваемой им жидкости растёт, что приводит к уменьшению долговечности материала кабеля и обмоточного провода ПЭД. Это может приводить к таким последствиям, как пробой в изоляции и выход из строя ПЭД.

При кустовом бурении также возникает множество осложнений при спуске и эксплуатации УЭЦН. Было определено, что в интервалах набора кривизны, составляющих 2 градуса и более на 10 м ствола возрастает количество отказов оборудования, чаще происходит падение установок на забой скважины. Это происходит из-за воздействия на силовой кабель и корпуса узлов УЭЦН изгибающих и сминающих сил.

Ситуация усугубляется тем, что осложнения редко когда встречаются по отдельности. Скважины, эксплуатируемые с помощью УЭЦН, часто имеют множество осложнений, которые в совокупности ухудшают её показатели и снижают эффективность работы насосного агрегата.

1.3 Влияние свободного газа на УЭЦН

К основным факторам, определяющим степень влияния газа на работу погружных насосов, относят уровень газосодержания на приёме насоса. К снижению напорной характеристики насоса и соответственно смещению режима работы насоса от оптимальной области влево по напорной кривой (рисунок 1.2) приводит наличие свободного газа.

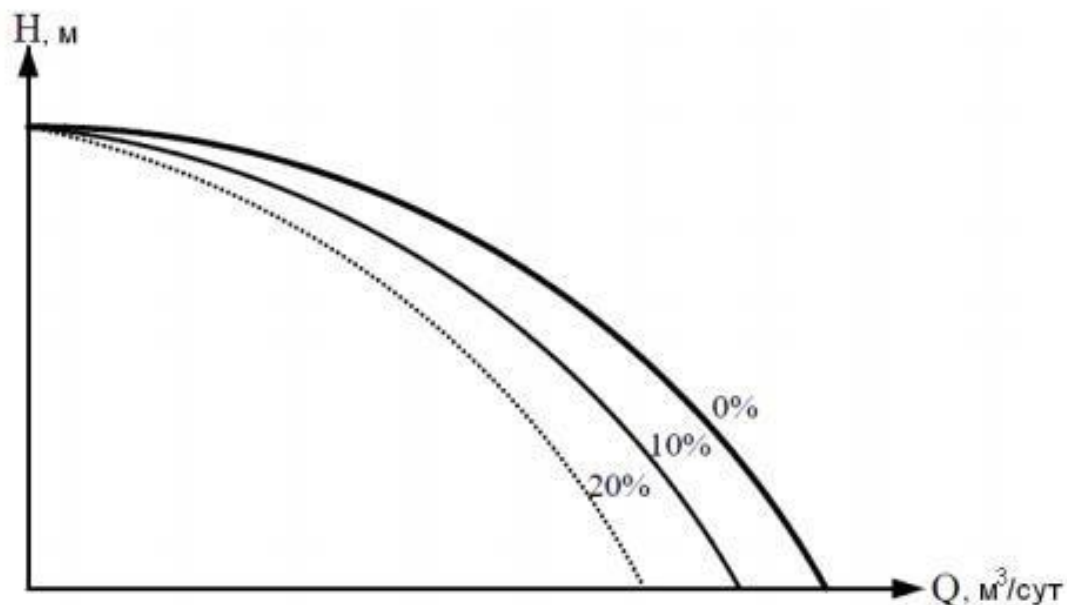


Рисунок 1.2 - Напорная характеристика насоса

Такое смещение способствует уменьшению подачи, снижению КПД и перегреву электродвигателя [6]. Кроме этого, это приводит к деградации напора насоса: присутствие эмульгированного газа увеличивает объём смеси, проходящей через первые рабочие ступени насоса, и забирает часть энергии, подводимой к валу насоса, расходуя ее на сжатие газовых пузырьков и полное их растворение в нефти. Часть этой энергии возвращается потоку жидкости, но уже в НКТ, (выделяющийся газ создаёт так называемый «газлифтный эффект», способствующий подъёму жидкости на поверхность и уменьшающий необходимый для работы скважины напор). С ростом газосодержания в каналах рабочих колес и направляющих аппаратов насоса образуются полости, которые не участвуют в общем потоке течения газожидкостной смеси (ГЖС) через каналы. В электроцентробежном насосе к понижению пропускной способности каналов, нарушению энергообмена насоса с перекачиваемой средой, стремительному ухудшению процесса обтекания лопастей приводит возникновение каверн, заполненных газом. В насосе, работающем в режимах искусственной кавитации, возможно возникновение срыва подачи при последующем увеличении газосодержания [7].

Массовый переход на напорную систему сбора нефти привел к увеличению устьевых давлений скважин, что вызвало увеличение затрубного давления газа. На рост давления газа на устье скважины в основном влияют следующие факторы: высокое давление в выкидной линии из-за удалённого местоположения автоматической групповой замерной установки, неровность рельефа, повышенная вязкость добываемой нефти и т.д. (рисунок 1.3).

Избыточное количество газа в пространстве между насоснокомпрессорными трубами и обсадной колонной приводит к росту температуры корпуса насоса, уменьшению полезного объёма жидкости в ступени ЭЦН, образованию газогидратов, блокированию потока жидкости, снижению динамического уровня в скважине, а в случае, если значение последнего достигает критического при превышении допустимой величины газосодержания на приеме погружного насоса, в таком случае следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти [8].

К образованию газогидратов могут привести остановки скважины и связанные с ним охлаждение жидкости, наличие влаги в пластовой жидкости, а также наличие свободной газовой фазы на участках скважин, расположенных выше зоны, соответствующей давлению насыщения нефти газом. Статистика отложения гидратов показывает, что наиболее частые случаи наблюдаются в верхней части НКТ и в зоне над динамическим уровнем в затрубном пространстве. Образование газогидратов приводит к перекрытию межтрубного пространства и к снижению дебита жидкости, вплоть до полного прекращения подачи установки. Следствием снижения динамического уровня в стволе скважины является необходимость увеличения глубины спуска насоса, что сопряжено с дополнительными расходами: насосно-компрессорных труб и электрического кабеля, повышением нагрузки на колонну НКТ.

Накопление свободного газа в затрубном пространстве приводит к следующим осложнениям: уменьшению притока жидкости, снижению и срыву подачи насоса вследствие снижения динамического уровня, образованию

газогидратов, ускоренному коррозионному износу узлов оборудования, вредному влиянию на атмосферу при так называемых «разрядках скважины» и др. В связи с отрицательным влиянием газа в затрубном пространстве на эффективность работы УЭЦН требуется разработать метод, который позволяет снижать давление газа, возникающее в затрубном пространстве скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, автоматически, несмотря на температурные условия окружающей среды и значения давления в выкидной линии.



Рисунок 1.3 - Осложнения, возникающие при работе насосного оборудования в скважинах с высоким газовым фактором

Влияние свободного газа у приема ЭЦН на рабочие характеристики.

На работу установки ЭЦН влияет достаточно большое количество факторов: начиная от процессов, которые проходят в самом пласте до конструкции скважины. Поэтому совместное действие всех осложнений резко снижает эффективность работы УЭЦН. В связи с этим актуальны разработки по повышению показателей работы погружного насоса.

Факторы, которые влияют на работу УЭЦН, разделяют на группы: факторы, обусловленные конструкцией УЭЦН или скважины (исполнение основных деталей и узлов УЭЦН, кривизна скважин, диаметр эксплуатационной колонны, большая глубина подвески) и геологические (вода, газ, присутствие механических примесей в пластовой продукции, отложение парафина и солей), так как они обязаны своим происхождением условиям формирования залежей [2].

Если рассматривать степень влияния каких-либо факторов на работу ЭЦН, то можно отметить, что насосы наиболее чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа [9].

При визуальном наблюдении структуры потока газожидкостной смеси в каналах центробежного насоса с помощью стробоскопа, была выявлена основная причина резкого ухудшения параметров его работы при росте газосодержания, которая заключалась в образовании в каналах направляющих аппаратов и рабочих колёс насоса полостей (газовых каверн), которые не участвовали в общем течении ГЖС через каналы.

Структурные формы течения ГЖС были определены П.Д. Ляпковым на основе проведения эксперимента на водовоздушных смесях. На рисунке 1.4 представлены зарисовки типичных форм движения газожидкостного потока [10].

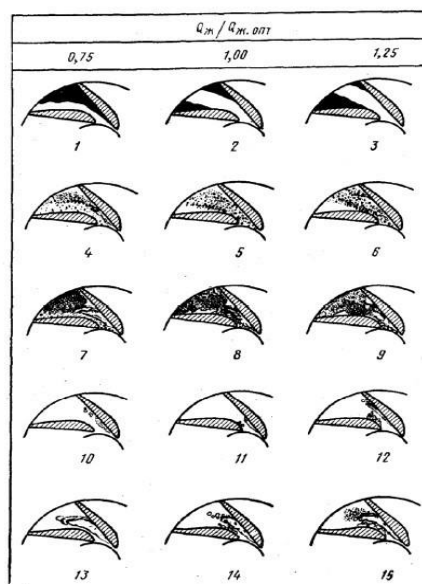


Рисунок 1.4 – Структура потока ГЖС в каналах рабочего колеса центробежного насоса

Вследствие появления газовых каверн и пустот в рабочих аппаратах насоса уменьшается пропускная способность каналов, ухудшается процесс обтекания лопастей насоса и нарушается энергообмен ЭЦН с перекачиваемой смесью. При использовании насосов в режимах искусственной кавитации, в условиях дальнейшего повышения газосодержания на приеме, может происходить срыв подачи.

Давление газа в затрубном пространстве можно представить как разницу давлений на приеме погружного насоса и столба пластовой жидкости над приемом насоса. Поэтому, значение давления на приеме погружного насоса играет особую актуальность. На практике при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, величина давления на приеме погружного насоса всегда меньше величины давления насыщения, что заранее предопределяет работу погружного насоса с определенным количеством свободного газа.

Величина газосодержания у входа в насос представляет собой отношение расхода газа к подаче смеси:

$$\Gamma = \frac{Q_{\Gamma}}{Q_{\Gamma} + Q_{\text{ж}}} \quad (1.1)$$

где Q_{Γ} - расход свободного газа, поступающего в насос, при термодинамических условиях у входа, м³/сут; $Q_{\text{ж}}$ - подача жидкости насосом в тех же условиях, м³/сут.

Величину газосодержания у входа в насос выражают как в долях единицы, так и в процентах. К основным параметрам, влияющим на работу ЭЦН при повышенном газовом факторе следует также отнести объемную долю газа, определяющую структуру потока газожидкостной смеси (ГЖС) и размеры пузырьков; давление (чем давление выше, тем меньше разность плотностей газа и жидкости); поверхностное натяжение (его увеличение препятствует образованию больших пузырей, поэтому на воде ЭЦН с газом работает хуже).

Для выяснения механизма образования «газовой засоренности» в условиях низких забойных давлений, а также образующийся вследствие этого перепад давлений, который заставляет жидкость двигаться вдоль трубы с ускорением, и, приняв за характерные параметры давление p , осевую скорость потока v в активной первой ступени насоса, используется следствие уравнения Бернулли:

$$p_1 + \frac{p_{in1} v_1^2}{2} = p_2 + \frac{p_{in2} v_2^2}{2} \quad (1.2)$$

где p_1, p_2 - давление соответственно в момент времени $t = 0$, когда скорость v_1 минимальна, и в момент времени $t = T$, когда скорость v_2 максимальна;

$\frac{p_{in1} v_1^2}{2}, \frac{p_{in2} v_2^2}{2}$ - скоростной напор (динамическое давление) соответственно при $t = 0$ и $t = T$.

Вычитая из обеих частей равенства минимальное давление в потоке, при котором происходит разгазирование, $p_{\text{нас}}$ и деля их на $\left(\frac{p_{\text{in1}}v^2_1}{2}\right)$, получается выражение для определения расчетного числа начала разгазирования:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{p_1 - p_{\text{кав}}}{\frac{p_{\text{in1}}v^2_1}{2}} + \frac{v^2_2 - v^2_1}{v^2_1} \quad (1.3)$$

где $p_{\text{кав}}$ - давление кавитации, МПа.

Поскольку разгазирование возникает при $p_1 = p_{\text{нас}}$, что соответствует режиму неустойчивой работы насоса, число устойчивости при этом определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{p_1 - p_{\text{кав}}}{\frac{p_{\text{in1}}v^2_1}{2}} \quad (1.4)$$

или

$$p_1 = \sigma \Delta p + p_{\text{нас}} \quad (1.5)$$

где Δp - скоростной напор первой ступени (перепад давления после и до первой ступени насоса).

Уравнение (1.5) при соответствующих коэффициентах безопасности характеризует условие устойчивой работы УЭЦН при разгазировании. Тогда при работе с давлением на приеме выше давленая насыщения растворенный газ будет выделяться только выше насоса.

Согласно исследованиям Маркелова Д.В., Дроздова А.Н., Ляпкина П.Д., Мищенко И.Т. не только количество свободного газа на входе в насос, но и его

дисперсность в ГЖС оказывает большое влияние на работоспособность ЭЦН. В РГУ нефти и газ им. И.М. Губкина были проведены несколько экспериментальных исследований влияния свободного газа на характеристику погружных центробежных насосов различных типов на модельных смесях «вода-воздух», «вода-ПАВ-воздух» с использованием стендовой установки [11]. Результаты исследований, полученные в ходе эксперимента, позволили сделать несколько выводов:

1. При работе погружных насосов на смеси «вода-воздух» происходит снижение рабочих параметров насоса: подачи, напора, КПД и мощности.

2. Снижение рабочих параметров насоса зависит от количества газа, содержащегося в скважинной жидкости. При повышении газосодержания до определенного предела может возникать срыв подачи насоса, приводящий к его остановке.

3. Оптимальная область работы насоса резко уменьшается по мере увеличения количества газа в откачиваемой газожидкостной смеси.

Гафуров О.Г. в своей работе провел экспериментальное исследование влияние структуры газожидкостного потока на характеристики насоса [12]. В результате им было определено, что для увеличения максимального газосодержания на входе в насос до значений $\Gamma=0,25$ необходимо увеличить дисперсность газа. Для увеличения дисперсности газовой фазы можно использовать диспергаторы, устанавливающиеся на входе в насос.

Группа ученых под руководством Н.Н. Репина провела исследования по совместной работе ступеней в многоступенчатом погружном насосе [13]. В результате проведения эксперимента они установили, что напор, который развивает одна ступень, увеличивается по мере роста её порядкового номера. Причиной этого является изменение дисперсности газовой фазы в потоке при его продвижении к верхним ступеням насоса, то есть изменение физикохимических свойств газожидкостной смеси.

1.4 Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа.

Газовый фактор нефтей на разрабатываемых месторождений может изменяться в достаточно широком диапазоне. Технические условия эксплуатации установок погружных центробежных насосов позволяют добывать скважинную продукцию с допустимым значением газосодержанием на входе в насос – 25%. В промысловых условиях в зависимости от типоразмера насоса эта величина колеблется в пределах 5-25 %.

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН [1]:

- спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине, где давление на приеме будет обеспечивать его бесперебойную, устойчивую работу на оптимальных параметрах;
- подлив дегазированной жидкости;
- использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых);
- оснащение насоса газосепаратором, отличающимся конструктивными особенностями;
- установка диспергаторов на приеме насоса;
- применение мультифазных насосов.

1.4.1 Спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине

При увеличении глубины спуска ЭЦН под динамический уровень жидкости происходит рост давления на приёме насоса, что в свою очередь

приводит к уменьшению газосодержания смеси на приёме насоса. Ранее этот метод активно применялся на промыслах, но из-за политики интенсификации добычи нефти, которую в настоящее время ведут большинство ведущих нефтедобывающих компаний в России, связанной со значительным снижением давлений на забое, он является неэффективным, так как даже при значительном заглублении насоса и спуске его до кровли пласта входное газосодержание не удается уменьшить до оптимальных величин.

Несмотря на организационную и технологическую простоту данного метода, его применение с точки зрения экономического эффекта нецелесообразно, так как расходы на спуск оборудования (НКТ, кабель) на глубину сопоставимую с глубиной скважины слишком высоки и существует множество ограничений по его применению.

1.4.2 Подлив дегазированной жидкости

Сущность данного метода борьбы с пагубным влиянием газа на УЭЦН заключается в том, что в затрубное пространство скважины подливают дегазированную жидкость. В результате объемное содержание газа в ГЖС на приеме в насос уменьшается, что обеспечивает более стабильную его работу.

Были проведены несколько испытаний этого метода в скважинах, оборудованных УЭЦН, где обводненность продукции достигала больших величин – 60-80 %. Он показал небольшую эффективность, так как производительность насоса по жидкости и нефти изменилась незначительно (прирост – 5-8 м³/сут и 1-2 м³/сут соответственно) [14].

Этот метод не получил широко распространения вследствие ряда недостатков:

- при подливе дегазированной жидкости в затрубное пространство увеличивается противодавление на пласт (добычные возможности скважины не реализуются в полной мере);

- снижение надежности ПЭД из-за худших условий охлаждения;
- дополнительные затраты электроэнергии вследствие необходимости подъема подлитой жидкости на поверхность.

1.4.3 Применение «конической» схемы насосов

Так называемые конические насосы применяются на нефтегазодобывающих промыслах уже довольно давно. «Конический» насос представляет собой насос, который состоит из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи. В нижней секции насоса устанавливаются ступени с большей номинальной подачей, после них в направлении к устью расположены ступени с меньшей номинальной подачей. В идеальном варианте конический насос должен содержать три пакета ступеней различной конструкции. Компоновка такого типа насоса, следующая: нижняя секция – ступени самой большой производительности, промежуточная секция с меньшей производительностью и верхняя секция со ступенями наименьшей производительности (рис. 1.5).

Преимущества данного типа насоса по сравнению с серийным ЭЦН:

- большее допустимое газосодержание на входе в насос, т.к. его ступени в нижней части, имеющие наибольшую производительность, способны пропускать больший объем свободного газа;
- меньшая потребляемая мощность, а вследствие этого меньшая температура ПЭД и большая надежность работы.

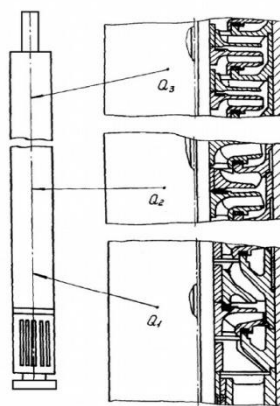


Рисунок 1.5 – Схема «конического» насоса

В работе Агеева Ш.Р. [15] также отмечается, что использование ступеней различной производительности в «конических» насосах обеспечивает соблюдение требования эксплуатации всех ступеней в диапазонах рабочей части характеристик применяемых ЭЦН (рис. 1.6).

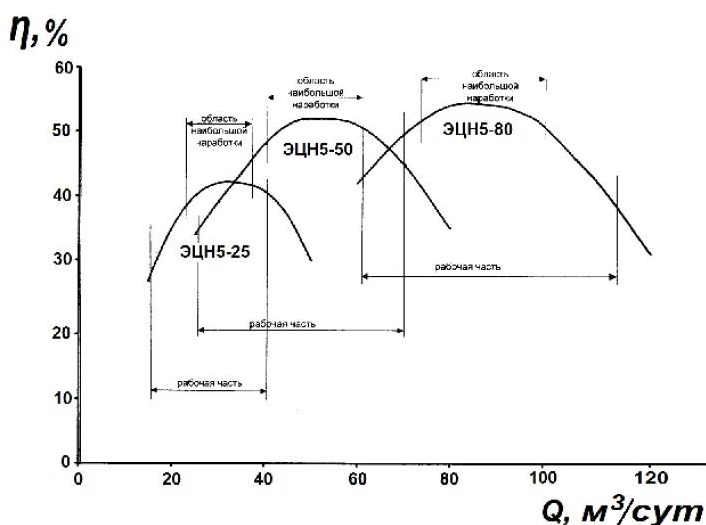


Рисунок 1.6 – Сопоставление характеристик различных типоразмеров ЭЦН по КПД и подаче.

Схемы «конических» насосов в настоящее время предлагаются различными отечественными производителями («АЛНАС», «Новомет-Пермь», «Борец») и американскими фирмами («РЭДА» и «Центрилифт»).

В применении данного метода существует ряд существенных ограничений:

- положительный эффект достигается только при относительно небольшом газосодержании на входе насоса;
- трудности при установке из-за разных диаметральных габаритов ступеней;
- трудоёмкий расчет оптимальной «конической сборки», пренебрежение которым на производстве ведет к низкому эффекту от применения;
- ступени ЭЦН большей номинальной подачи не всегда испытывают меньшее влияние свободного газа по сравнению со ступенями меньшей производительности (влияние газа может быть сильнее чем на обычный серийный ЭЦН).

Несмотря на данные недостатки метод применения «конической» схемы насоса имеет некоторые перспективы, связанные с созданием насосов специальных конструкций, менее подверженных влиянию свободного газа.

1.4.4 Применение газосепараторов

Скважины Казанского 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 простоя 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 Ляпкина 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 1.7.

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.

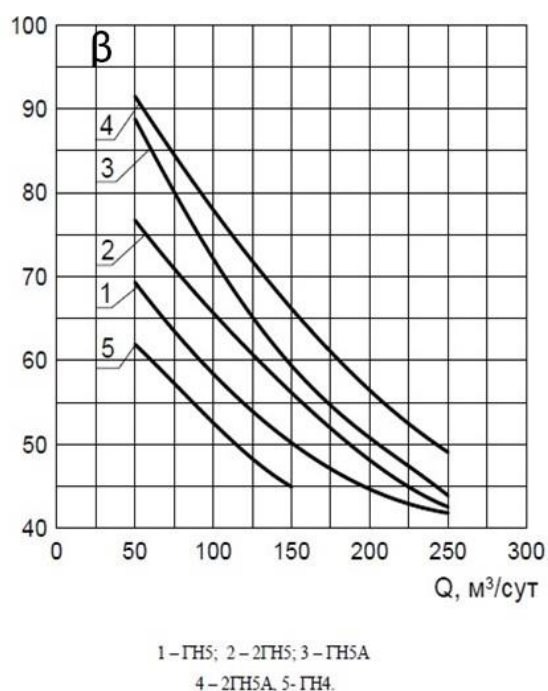


Рисунок 1.7 – Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ, представленный на рисунке 1.8, 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.

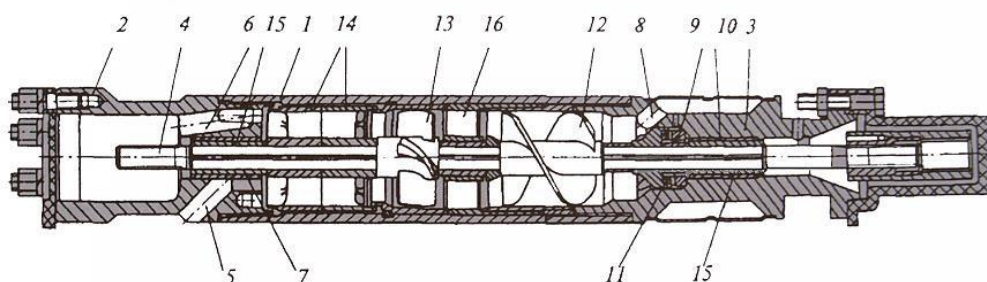


Рисунок 1.8 – Сепаратор типа МН(К)-ГСЛ

Газосепаратор работает следующим образом[11]: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

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

Центробежный газосепаратор, изображенный на рисунке 1.9, 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.

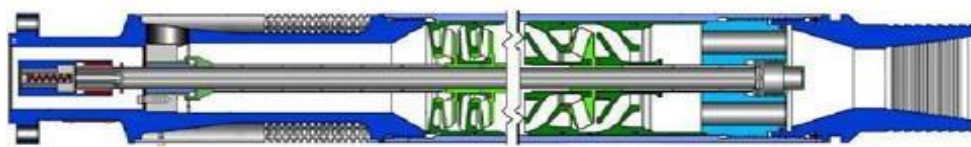


Рисунок 1.9 – Центробежный газосепаратор фирмы Centrilift

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 [16].

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, представленный на рисунке 1.10. По данным фирмы, центробежный газосепаратор удаляет из ГЖС до 90 % свободного газа.



Рисунок 1.10 – 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 101,6 мм) работает по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости;

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

–газосепаратор ГДНК5А, представленный на рисунке 1.11, был разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по заказу ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ». Основным преимуществом ГДНК5А является применение диспергирующего устройства, включенного в конструкцию газосепаратора.

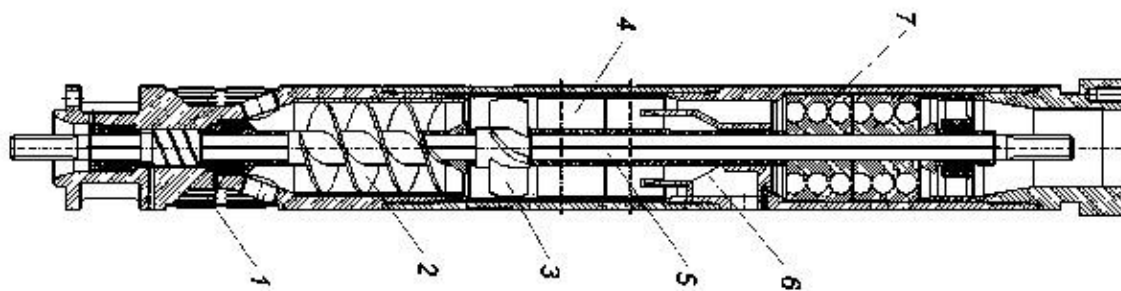


Рисунок 1.11 – Газосепаратор-диспергатор типа ГДН

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

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

- 1) Наилучшие результаты получены при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А (рисунок 1.12).
- 2) Применение диспергирующего устройства в конструкции газосепаратора ГДНК5А обеспечило устойчивую работу ЭЦН в области максимального входного газосодержания на приеме насоса.
- 3) Газосепараторы 2МНГС5А и фирмы Centrilift показали высокие сепарационные свойства при входном газосодержании скважинной продукции менее 45 %, однако затем отмечалось резкое ухудшение сепарационных свойств газосепаратора и напорных характеристик насоса.

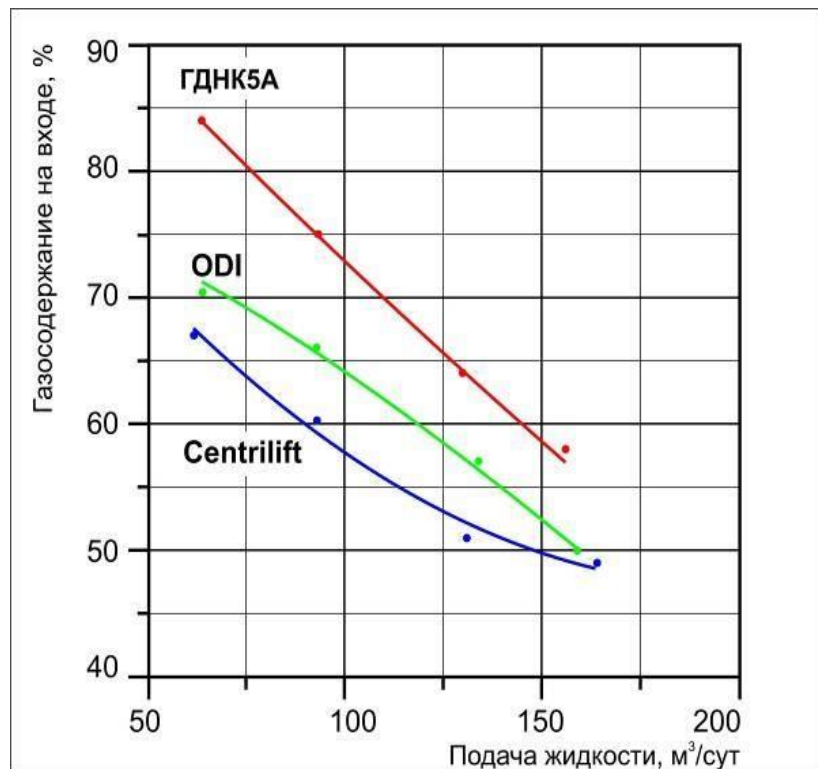


Рисунок 1.12 – Характеристики газосепараторов

Но у газосепараторов есть и ряд недостатков:

–за счет центробежных сил не только отделяется газ от жидкости, но и твердые частицы отбрасываются к стенкам защитной гильзы. Там частицы захватываются вихрями, всегда имеющимися в газосепараторах традиционной конструкции со шнеком постоянного шага и кавернообразующим колесом. Вихри повышают локальную концентрацию частиц в десятки раз, что ведет к быстрому износу защитной гильзы, вплоть до сквозного перерезания корпуса;

–распространенным осложняющим фактором является отложение солей в насосах. Сброс углекислого газа в затрубье, т.е. понижение его концентрации в смеси, проходящей через насос, ускоряет отложение солей;

–нельзя устанавливать газосепаратор на горизонтальных участках скважин, т.к. сбрасываемая в затрубье газожидкостная смесь всегда содержит твердые частицы, из-за чего происходит постепенное засорение ими этого участка, вплоть до невозможности последующего извлечения установки [17].

1.4.5 Применение диспергаторов

В настоящее время вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, который связан с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Зачастую газосодержание на приёме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора. Однако сейчас серийно выпускаются и отдельные модули – диспергаторы, которые применяют с погружными насосами без газосепараторов.

Зарубежными и отечественными производителями серийно изготавливаются следующие диспергирующие устройства: Advanced Gas Handler (AGH) фирмы «РЭДА», диспергатор ОАО «Борец», устройство Gas Master фирмы «Центрилифт», а также диспергаторы ЗАО «Новомет-Пермь».

Устройство AGH представляет собой пакет ступеней, конструктивно несколько отличающихся от обычных (рис. 1.13). Пакет может быть помещен в отдельный корпус или смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней может достигать 20 — 40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита [1].

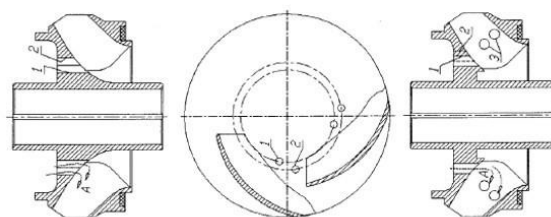


Рисунок 1.13 – Рабочие колеса диспергатора типа AGH

В рабочих колёсах диспергатора AGH имеется дополнительный ряд отверстий, обеспечивающий циркуляцию некоторого количества жидкости между лопатками. Основным плюсом использования данных отверстий является уменьшение воздействия центробежной силы, активизирующей

сепарацию газа в насосе, что позволяет отсепарированному газу опять смешиваться с основным потоком и растворяться в жидкости. В каждой крыльчатке также установлены балансные отверстия (уравнивающие давление).

Несмотря на то, что промышленные испытания данного типа диспергаторов прошли успешно, он имеет некоторые недостатки:

- данная конструкция рабочих колес диспергатора приводит к увеличению объемных утечек между лопастями, что снижает его эффективность;

- в таких ступенях подъем жидкости должен происходить на меньших подачах, чем в аналогичных стандартных ступенях.

Диспергатор АГН может устанавливаться как на стандартный входной модуль ЭЦН, так и совместно с газосепаратором (рис. 1.14). Выбор будет зависеть от количества свободного газа на приеме насоса или наличия пакера.

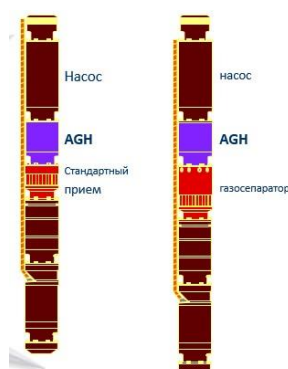


Рисунок 1.14 – Схема установки диспергатора

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки. На рисунке 1.15 представлены токовые диаграммы работы ПЭД в скважине с одним лишь сепаратором (левый) и при использовании комбинации газосепаратора и диспергатора (правый).

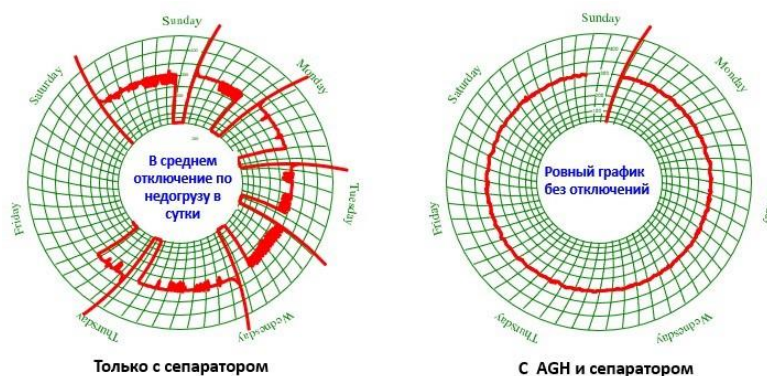


Рисунок 1.15 – Токвые диаграммы ПЭД

Первичной целью использования диспергаторов является предотвращение образования газовых пробок в насосе, приводящих к его неустойчивой работе и являющихся причиной выхода его из строя (если неправильно установлена защита насоса). Диспергатор в отличие от газосепаратора не отделяет газ, а наоборот «запрессовывает» его в основной поток в жидкости, гомогенизируя структуру жидкости.

Преимущества использования диспергаторов:

- меньшая вибрация и пульсация потока в НКТ;
- использование диспергатора позволяет эксплуатировать ЭЦН с входным газосодержанием до 55%;
- при использовании диспергатора свободный газ не выбрасывается в затрубное пространство, а растворяется в жидкости, вследствие чего он выделяется после прохождения всех ступеней насоса в НКТ, где совершает дополнительную работу по подъему жидкости.

Диспергатор позволяет эксплуатировать УЭЦН с максимально допустимым содержанием свободного газа на входе – 55 %, а при установке его вместе с газосепаратором входное газосодержание может достигать 68%.

1.4.6 Применение мультифазных насосов

При работе ЭЦН, в процессе перекачки им скважинной продукции, возникают центробежные силы, отделяющие газ от жидкости. Небольшие пузырьки газа сталкиваются друг с другом и объединяются в большие по размеру пузыри, называемые газовыми кавернами. Газовые каверны остаются в рабочих органах насоса, препятствуя его нормальной работе и ухудшая рабочие характеристики. В погружных осевых насосах используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Центробежные силы в ступенях таких конструкций намного меньше, чем в стандартных ступенях ЭЦН. На рисунке 1.16 представлена рабочая ступень МФН «Посейдон», разработанного компанией Schlumberger. Особое конструктивное исполнение (геликоидальный шнек) данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой ими продукции [1].

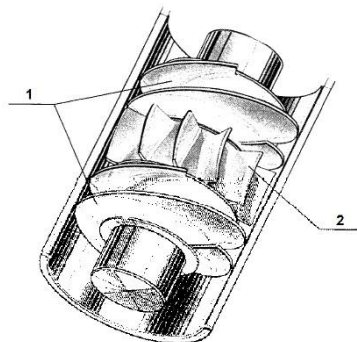


Рисунок 1.16 – Ступень погружного МФН «Посейдон»:

1 – шнеки, 2 – выправляющий аппарат.

Погружные осевые насосы также называют мультифазными насосами (МФН) [17]. МФН является предвключенным устройством и предназначен для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти, содержащей до 75 % свободного газа на входе в насос. Высокое допустимое газосодержание осевой шнековой ступени объясняется хорошими антикавитационными свойствами

шнека. Его принцип действия основан на повышении давления на приеме ЭЦН до уровня, который будет обеспечивать его стабильную работу. Он может быть установлен как в комбинации с газосепаратором, когда газ будет выделяться в затрубное пространство, так и вместе со стандартным приемом ЭЦН, если требуется прохождение всего газа через насос.

Давление, создаваемое в МФН, намного меньше, чем давление в ЭЦН. Благодаря этому сжатия газа в нем практически не происходит и весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление. Это частично компенсируется создаваемым газлифт-эффектом выделяющегося из нефти газа в НКТ. Несмотря на газлифт-эффект, полной компенсации потерянного давления в основном насосе не происходит, что требует дополнительного увеличения количества его ступеней.

Благодаря особой конструкции ступеней МФН, он не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы, до высоких концентраций нерастворенного газа на входе. При увеличении количества свободного газа на приеме 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 газожидкостных смесях.

На данный момент МФН выпускаются различными производителями: МФОН-5 фирмы ЗАО «Новомет-Пермь», МФН «Poseidon» компании REDA.

МФН Посейдон справляется с высоким газосодержанием на приеме насоса лучше, чем диспергатор (AGH) или газосепаратор, что приводит к усилению напора и приросту в уровне добычи на скважине (рис. 1.17).

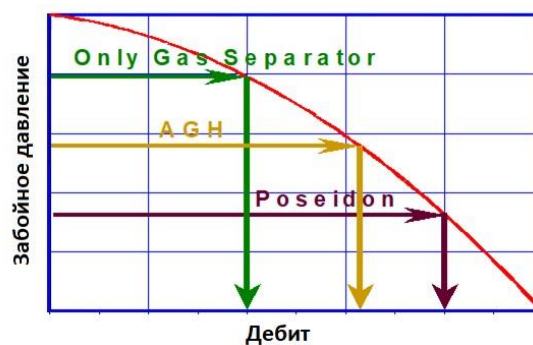


Рисунок 1.17 – График характеристик приема насоса Мультифазный насос имеет следующие преимущества:

- повышает производительность УЭЦН, в условиях высокого газосодержания;
- при его использовании, по аналогии с диспергатором, газ не выбрасывается в затрубное пространство, а совершает дополнительную работу, выделяясь в НКТ;
- предотвращает образование газовых пробок в рабочих колесах ЭЦН, благодаря особой конструкции рабочих органов;
- стабилизирует токовую диаграмму ПЭД, обеспечивая стабильную работу установки;
- применяется там, где использование газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, наклонные и горизонтальные участки и др.).

2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Общие сведения о месторождении

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 2.1). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м. Земли находятся в введении Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, находится в нескольких десятках километров южнее с. Пудино и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г. Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Судоходна река Чузик до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в

пределах 400–500 мм. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования “зимников”.

Территория месторождения покрыта в основном хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.



Рисунок 2.1- Обзорная схема Казанского НГКМ

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте.

Для хозяйственно–питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.

С севера и северо-востока ближайшими населенными пунктами являются село Пудино и поселок Кедровый.

Трубопроводный транспорт: ведомственный нефтепровод проходит в 50 км к северо-западу, магистральный (нефть, газ) – к северо-востоку в 220 км.

2.2 Комплексный подход к применению технологий эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора на Казанском НГКМ.

Сведения изъяты в связи с конфиденциальностью информации.

2.3 Расчет оборудования для УЭЦН, применяемое на Казанском НГКМ для повышения эффективности эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора.

Сведения изъяты в связи с конфиденциальностью информации.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Иванов Владислав Викторович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 1 100 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 180000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы - 16%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30.2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей результатов исследования, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка
2. Матрица SWOT
3. График реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Иванов Владислав Викторович		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести сравнительный анализ экономической эффективности установки сепаратора, изучить нормативную документацию, которая определяет требования к методам обработки призабойной зоны и подобрать наиболее подходящие для этого параметры.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

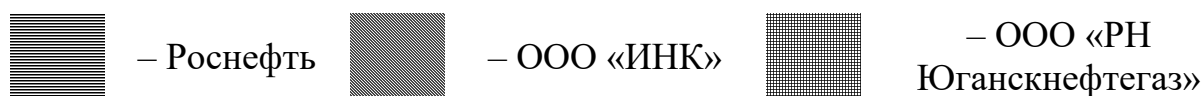
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью повышения эффективности эксплуатации скважин является повышение дебита скважины и увеличение нефтеотдачи. Различают несколько модификаций данной технологии, в зависимости от режима воздействия на пласт и геологических условий.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

		Вид увеличения нефтеотдачи		
		Сепараторная установка	Установка УЭЦН	Насосно-эжекторная установка
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 3.1 – Карта сегментирования рынка услуг по увеличению дебита скважин:



По результатам сегментирования можем сказать, что основным способом увеличения дебита является монтаж сепараторной установки. При анализе литературы наиболее экономически эффективным является сепараторная установка. Монтаж УЭЦН и насосно-эжекторной установок является дорогим методом увеличения нефтедобычи и его используют только крупные и средние предприятия.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 3.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{ϕ}	K_{K1}	K_{K2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Увеличение нефтеотдачи скважин	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
4. Экономичность сепаратора	0,06	3	4	4	0,18	0,24	0,24
5. Надежность сепаратора	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность эксплуатации	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
8. Простота эксплуатации	0,12	4	2	5	0,48	0,24	0,6
Экономические критерии оценки эффективности							
9. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2	0,32	0,32	0,16
10. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5	0,06	0,08	0,1
11. Цена	0,05	2	3	4	0,1	0,15	0,2
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
13. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
14. Финансирование научной разработки	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,21
15. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
16. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1	57	49	52	4,27	3,31	3,62

B_{ϕ} – Сепараторная установка;

B_{K1} – Установка УЭЦН;

B_{K2} – Насосно-эжекторная установка.

3.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 3.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
Показатели оценки качества разработки					
1. Повышение эффективности кислотной обработки	0,12	90	100	0,80	0,063
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	85	100	0,60	0,034
4. Экономичность	0,06	95	100	0,95	0,076
5. Надежность	0,1	55	100	0,55	0,011
7. Безопасность	0,15	90	100	0,90	0,027
8. Простота эксплуатации	0,12	90	100	0,90	0,036
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
9. Конкурентоспособность продукта	0,08	95	100	0,60	0,076
10. Уровень проникновения на рынок	0,03	75	100	0,50	0,023
11. Перспективность рынка	0,04	80	100	0,80	0,032
12. Цена	0,05	95	100	0,70	0,048
13. Послепродажное обслуживание	0,05	85	100	0,85	0,043
14. Финансовая эффективность научной разработки	0,04	90	100	0,90	0,036
15. Срок выхода на рынок	0,05	75	100	0,65	0,038
16. Наличие сертификации разработки	0,06	75	100	0,60	0,045

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 71,01,$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Так как средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в диапазоне значений от 60 до 79, то перспективность технического решения выше среднего.

3.1.4 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 3.3 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 3.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров сепаратора в режиме реального времени; С2. Существование большого количества компаний, способных установить сепаратор под ключ;	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для обслуживания сепаратора; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Необходимость привлечения
--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	С3. Доступность метода; С4. Экологичность технологии; С5. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.	инжиниринговой компании для внедрения сепараторной установки в технологический процесс.
Возможности: В1. Наилучшая степень нефтеотдачи; В2. Лучшее решение для повышения дебита скважин; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Увеличение притока пластового флюида В5. Дистанционное регулирование параметров.		
Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 3, таблице 3.3, таблице 3.4, таблице 3.5.

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	+	-	-	+	-
	В2	-	-	+	+	+
	В3	0	-	+	+	+
	В4	+	-	0	+	+
	В5	+	-	+	+	+

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	+
	B3	+	-	+
	B4	+	+	+
	B5	-	-	-

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	+	-	-
	У2	-	+	+	-	-
	У3	-	+	+	-	-

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	+
	У3	-	+	+

В таблице 3.5 представлена итоговая матрица SWOT–анализа

Таблица 3.5 – Итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров сепаратора в режиме реального времени; С2. Существование большого количества компаний, способных установить сепаратор под ключ; С3. Доступность метода; С4. Экологичность технологии; С5. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для обслуживания сепаратора; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Необходимость привлечения инженеринговой компании для внедрения сепараторной установки в технологический процесс.</p>
<p>Возможности: В1. Наилучшая степень нефтеотдачи; В2. Лучшее решение для повышения дебита скважин; В3. Уменьшение экологического ущерба;</p>	<p>– Энергосбережение и повышенная безопасность; – Система автоматизирует применение метода.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>

Таблица 3.5 – Итоговый SWOT анализ

<p>В4. Увеличение притока пластового флюида В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>		
<p>Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>	<p>– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.</p>	<p>– Вести постоянный мониторинг технических решений в области добычи нефти.</p>

3.2 Планирование научно–исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

3.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе T_{ki} и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 4.8).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

В 2021 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 118$ дней,

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 3.8 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{\text{ож}}$, человека дни			
Календарное	3	6	4,3	Руководитель,	2	3

Таблица 3.8 – Временные показатели проведения научной разработки

планирование работ по теме				Исполнитель		
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	110	Исполнитель	10	13
Проведение теоретических расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 3.8 строим план график, представленный в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.			Март			Апрель			Май		
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	1	2	3									
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18	1	2	3	4	5	6						
3	Согласование материалов по теме	Р	9				4	5	6						
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3				4	5	6						
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	15				4	5	6	7	8	9			
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	10							7	8	9	10	11	12
7	Оценка результатов исследования	Р, И	8,9							7	8	9	10	11	12
8	Составление пояснительной записки	Р, И	20										7	8	9



- руководитель



- исполнитель



3.3 Бюджет научно–технической разработки

3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i},$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 3.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Электричество	кВт·ч	80	95	120	3,5	3,5	3,5	280	332,5	420
Итого:								280	332,5	420

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 3.11). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 3.11 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Сепаратор вертикальный 0,5 МПа	Сепаратор горизонтальный 2 МПа	Сепаратор горизонтальный 2,5 МПа	1	1	1	400	550	600
2	Компьютер	Компьютер	Компьютер	1	1	1	66	70	75
Итого:							466	620	675

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

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

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс},$$

где $Z_{тс}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент ($k_{пр} = 0,3$, т. е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d - коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{тс}$);

k_p - районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 3.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	31000	30	20	30	55800	1860	9,2	17112
Исполнитель	22000	30	20	30	39600	1320	62,8	82896
Итого, $Z_{осн}$:								100008

3.1.1 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{доп},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 3.13 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	17112	2566,8
Исполнитель	0,15	82896	12434,4
Итого:		100008	15001,2

3.1.2 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 0,302$ (30.2%).

Таблица 3.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	17112	2566,8
Руководитель проекта	82896	12434,4
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	34732,78	

3.1.3 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{нр} = 16\%$.

$$З_{накл1} = (280 + 466000 + 100008 + 15001,2 + 34732,78) \cdot 0,16 = 98\,563,52 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} З_{накл2} &= (332,5 + 620000 + 100008 + 15001,2 + 34732,78) \cdot 0,16 \\ &= 123\,211,92 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$Z_{\text{наклз}} = (420 + 675000 + 100008 + 15001,2 + 34732,78) \cdot 0,16 = 132\,025,92 \text{ руб.}$$

3.1.4 Формирование бюджета затрат научного исследования

Таблица 3.15 – Расчет бюджета затрат НИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	280	332,5	420	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	466000	620000	675000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	100008	100008	100008	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15001,2	15001,2	15001,2	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	34732,78	34732,78	34732,78	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	98 563,52	123 211,92	132 025,92	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НТИ	714585,5	893286,4	957187,89	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

3.2 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится

финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{714585,5}{957187,89} = 0,75$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{893286,4}{957187,89} = 0,933$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{957187,89}{957187,89} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля)

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 3.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Увеличение нефтеотдачи скважин		0,12	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)		0,05	0,25	0,15	0,2
4. Экономичность сепаратора		0,06	0,18	0,24	0,24
5. Надежность сепаратора		0,1	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность эксплуатации		0,15	0,75	0,45	0,45
8. Простота эксплуатации		0,12	0,48	0,24	0,6
Итого:			2,76	1,76	2,13

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 2.76$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 1.76$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,13$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{2.76}{0,75} = 3,68;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{1.76}{0,933} = 1,88;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}^{исп3}} = \frac{3,13}{1} = 3,13;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Таблица 3.17 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
---	------------	--------	--------	--------

п/п				
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,75	0,933	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	2,76	1,76	3,13
3	Интегральный показатель эффективности	3,68	1,88	3,13
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,96	1	1,66

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемой технологии изготовления детали:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на машиностроительных предприятиях.

2. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: необходимость обучения обслуживающего персонала, трудности внедрения технического решения на объектах, необходимость привлечения сторонней компании для внедрения технического решения. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в таблице 3.3.

3. Подсчёт затрат на разработку позволяет заключить, что основной статьёй расходов в научно-исследовательской работе является затраты на специальное оборудование. На втором месте это накладные расходы. Меньше всего средств уходит на материальные затраты. Общий бюджет разработки (1 исполнение) составил 714585,5 руб. При этом запланированная продолжительность работы составляет 114 дней.

4. В подразделе 3.4 оценена экономическая эффективность разработки. Разрабатываемая технология уступает аналогу №1 по интегральному финансовому показателю в виду меньшей экономичности сепаратора, однако по сравнительному показателю эффективности разработка превосходит аналогичные системы за счёт меньшей стоимости. Экономия достигается за счёт использования производительных технологий по сравнению с технологиями сравниваемых компаний.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Иванову Владиславу Викторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»


Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора на Казанском нефтегазоконденсатном месторождений (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовая площадка Казанского нефтегазоконденсатного месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Анализ выявленных вредных и опасных факторов · Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Вредные факторы: Недостаточная освещенность; Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>Опасные факторы: Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов, бракованная строительная продукция) и способы их утилизации;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-</p>

	коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации	СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03-нормы по уровню шума. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека. ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – основы противопожарной защиты предприятий. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха населенных мест.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		12.05.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Иванов Владислав Викторович		12.05.2021

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Все работы выполнялись с использования компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 4.1 и 4.2

Таблица 4.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1

Теплый	23-25		0.1
--------	-------	--	-----

Таблица 4.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³[19]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами

согласно [20]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [21].

4.1.2. Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [22].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

- применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

4.1.3. Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [19]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [19]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[24].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт/см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ:

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.
2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

4.1.4. Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [25].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их

надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление электрического оборудования;

2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

3. Зануление источников напряжения;

4. Применение разделительных трансформаторов.

Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

4.1.5 Освещенность

1. Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк.

2. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

3. На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

4. Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

5. Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения $A = 7$ м, ширина $B = 6$ м, высота = 3,5 м. Высота рабочей

поверхности над полом $h_p = 1,0$ м. Согласно СНиП 23-05-95 необходимо создать освещенность не ниже 150 лк, в соответствии с разрядом зрительной работы.

Площадь помещения:

$$S = A \times B,$$

где A – длина, м;

B – ширина, м.

$$S = 7 \times 6 = 42 \text{ м}^2$$

Коэффициент отражения свежепобеленных стен с окнами, без штор $\rho_c = 50\%$, свежепобеленного потолка $\rho_{II} = 70\%$. Коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, для помещений с малым выделением пыли равен $K_z = 1,5$. Коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп $Z = 1,1$.

Выбираем лампу дневного света ЛД-40, световой поток которой равен $\Phi_{ЛД} = 2600$ Лм.

Выбираем светильники с люминесцентными лампами типа ОДОР-2-40. Этот светильник имеет две лампы мощностью 40 Вт каждая, длина светильника равна 1227 мм, ширина – 265 мм.

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина λ , которая для люминесцентных светильников с защитной решёткой лежит в диапазоне 1,1–1,3. Принимаем $\lambda = 1,1$, расстояние светильников от перекрытия (свес) $h_c = 0,3$ м.

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = h_n - h_p,$$

где h_n – высота светильника над полом, высота подвеса,

h_p – высота рабочей поверхности над полом.

Наименьшая допустимая высота подвеса над полом для двухламповых светильников ОДОР: $h_n = 3,5$ м.

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_p - h_c = 3,5 - 1 - 0,5 = 2,0 \text{ м.}$$

Расстояние между соседними светильниками или рядами определяется по формуле:

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м}$$

Число рядов светильников в помещении:

$$Nb = \frac{B}{L} = \frac{6}{2,2} = 2,72 \approx 3$$

Число светильников в ряду:

$$Na = \frac{A}{L} = \frac{7}{2,2} = 3,2 \approx 3$$

Общее число светильников:

$$N = Na \cdot Nb = 3 \cdot 3 = 9$$

Расстояние от крайних светильников или рядов до стены определяется по формуле:

$$l = \frac{L}{3} = \frac{2,2}{3} = 0,7 \text{ м}$$

Размещаем светильники в три ряда. На рисунке 4.1 изображен план помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами.

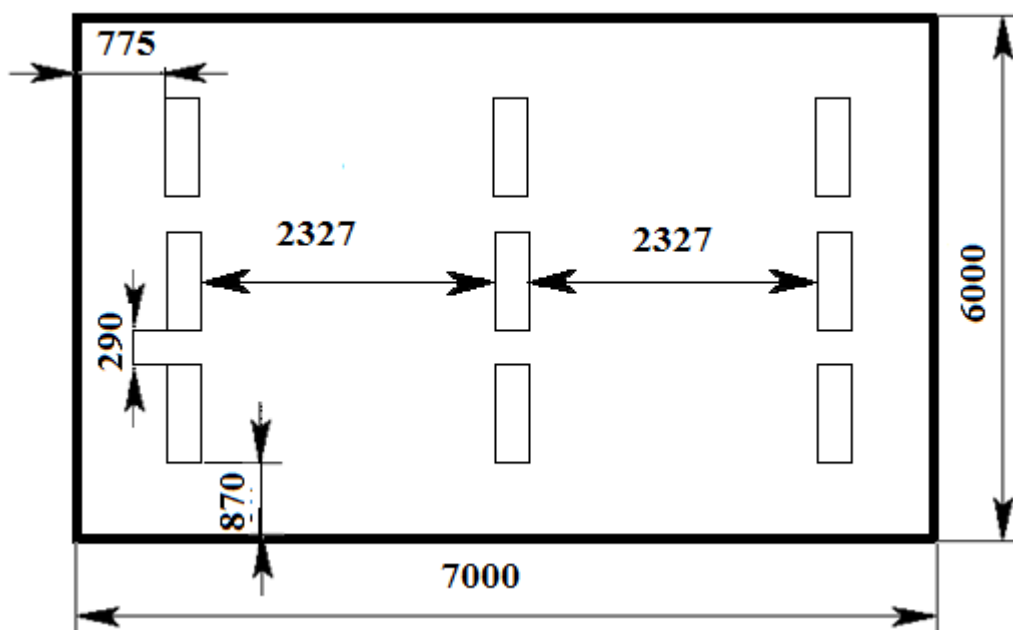


Рисунок 4.1 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами.

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{7 \cdot 6}{2,0 \cdot (7 + 6)} = 1,6$$

Коэффициент использования светового потока, показывающий какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность, для светильников типа ОДОР с люминесцентными лампами при $\rho_{\Pi} = 70\%$, $\rho_{С} = 50\%$ и индексе помещения $i = 1,6$ равен $\eta = 0,47$.

Потребный световой поток группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi_{\Pi} = (E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z) / N \cdot \eta = (300 \cdot 42 \cdot 1,5 \cdot 1,1) / 18 \cdot 0,47 = 2457,44 \text{ лм}$$

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{ЛД}} - \Phi_{\Pi}}{\Phi_{\text{ЛД}}} \cdot 100\% \leq 20\%;$$

$$\frac{\Phi_{\text{ЛД}} - \Phi_{\Pi}}{\Phi_{\text{ЛД}}} \cdot 100\% = \frac{2600 - 2457,44}{2600} \cdot 100\% = 5,5\%.$$

Таким образом, мы получили, что необходимый световой поток не выходит за пределы требуемого диапазона. Теперь рассчитаем мощность осветительной установки:

$$P = 18 \cdot 40 = 720 \text{ Вт}$$

4.1.6 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что

помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудногорючим материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-

вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок. кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений дозрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 4.2, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

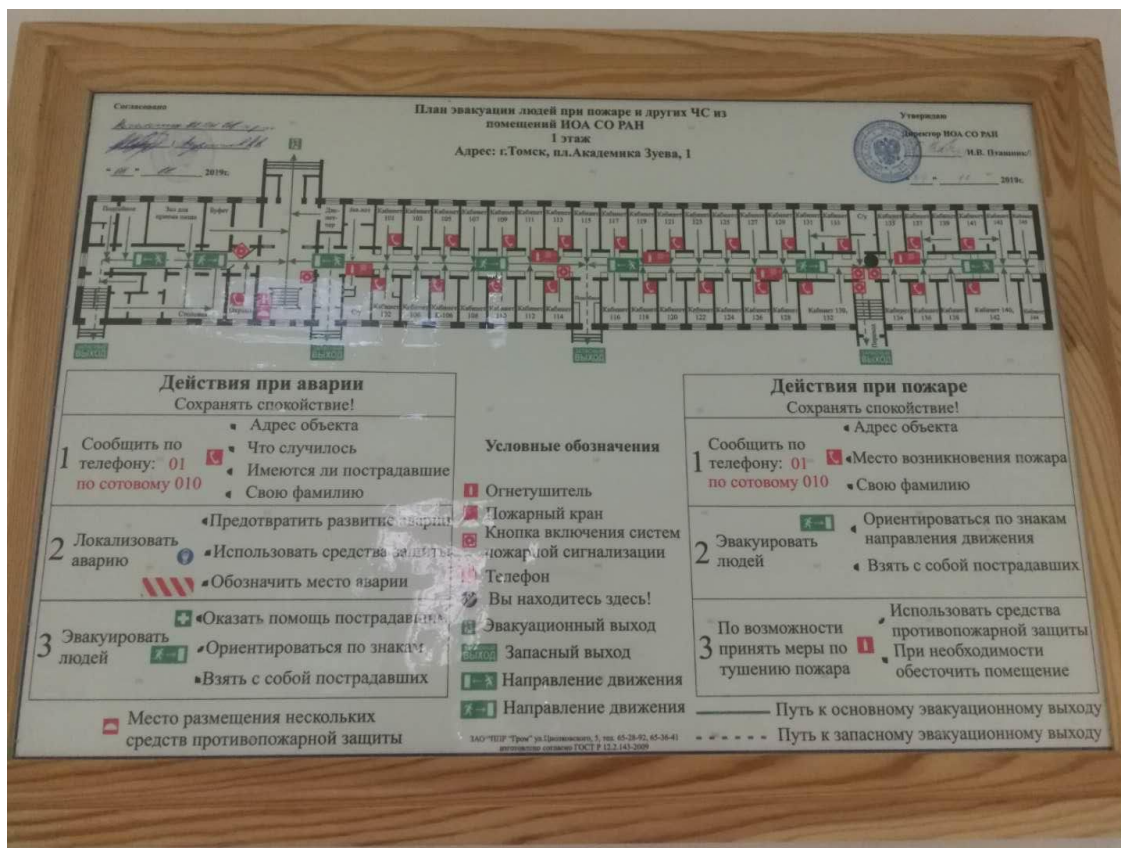


Рисунок 4.2 – План эвакуации

4.2 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части переплавляются для последующего производства;
- неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке [25];

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.
- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлечет за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения. В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

При сильных морозах – ниже 40 0С, которые приводят к частичному или полному размораживанию помещения, в результате чего, даже при восстановлении электроснабжения, становится сложно обеспечить подачу тепла потребителям. Автономная система электроснабжения позволит безопасно проходить кратковременные нарушения электроснабжения. При кратковременных нарушениях тепло-коммуникаций, необходимо заранее запастись таким количеством обогревателей чтобы согреть помещение. Предусмотреть заранее и запастись как питьевой водой, так и технической. Должен быть обеспечен транспорт, который сможет забрать вас и увести до теплого помещения.

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

В заключении раздела важно отметить, что соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности является неотъемлемой частью процесса любого производства. Обеспечение охраны окружающей среды позволит предоставить большинство проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное влияние человека на здоровую флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены нормативно-техническая документация и научная литература по исследуемой теме. Поставленные задачи были выполнены в полной мере. Значительный объем работы был посвящен теоретическому обзору, в котором были исследованы методы снижения газового фактора, причины его образования, а также оборудование, применяемое при добыче нефти с высоким газовым фактором.

Итоги проделанной работы:

1. В ходе выполнения ВКР была доказана актуальность проблемы повышенного газового фактора при добыче УЭЦН, а также рассмотрели теоретические основы повышения эффективности эксплуатации скважинного оборудования в условиях высоких значений газового фактора. Многие месторождения Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки месторождения, что способствует возникновению повышенного газового фактора. В связи с повышенным спросом на нефтепродукты возрастает необходимость добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с газовым фактором более 300.

2. В результате выполнения расчетной части ознакомились с методикой расчета компоновки и был подобран ЭЦН5-130-1200, который будет работать совместно с диспергатором МНГПРБ5А-250ИК в условиях повышенного газового фактора. Его типоразмер и диапазон подач полностью удовлетворяет выбранной установке.

3. Обосновали экономическую эффективность разработки. Разрабатываемая технология уступает аналогу №1 по интегральному финансовому показателю в виду меньшей экономичности сепаратора, однако по сравнительному показателю эффективности разработка превосходит аналогичные системы за счёт меньшей стоимости. Общий

бюджет разработки 1го исполнения составил 714585,5 руб. Экономия достигается за счёт использования производительных технологий по сравнению с технологиями сравниваемых компаний.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616.
2. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.
3. Максимов В.П. Работа погружного центробежного насоса на водонефтегазовых смесях / Максимов В.П., Антропов А.Д., Голиков В.И. // Нефтепромысловое дело, 1969, № 5, с. 9 - 11.
4. Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Экспериментальное исследование работы ступени погружного центробежного электронасоса при перекачке вязких газожидкостных смесей. - Нефтяное хозяйство, 1966, № 10, с. 51 - 54.
5. Каплан Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Каплан Л.С., Семёнов А.В., Разгоняев Н.Ф // – М.: Недра, 1994. – 190 с.
6. Ишмурзин, А.А. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН [Текст] / А.А. Ишмурзин, Р.Н. Пономарев // ЭНЖ«Нефтегазовое дело». - 2008. - № 4.
7. Ляпков, П.Д. О формах течения водовоздушных смесей в каналах 80 рабочих органов центробежного насоса [Текст] / П.Д. Ляпков // Химическое и нефтяное машиностроение. – М., 1968. - №10. – С. 5-8.
8. Гареев, А.А. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса [Текст] / А.А. Гареев // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса». – 2009.- № 2. – С. 21-25.

9. Вахитова Р.И. Повышение эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в наклонных и обводненных скважинах [Текст]: Дис.... канд. техн. наук. – г. Уфа, 2006. – 114 с
10. Ляпков П.Д. Методика исследования структуры потока газожидкостной смеси в каналах центробежного насоса. - Тр. /МИНХ и ГП, 1972, вып. 99, с. 100 - 106.
11. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-816 с.
12. Гафуров О.Г. Влияние дисперсности газовой фазы на работу ступени погружного электроцентробежного насоса. - Тр. /БашНИПИнефть, 1973, вып.34, с.36 - 49.
13. Репин, Н.Н. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н. Репин, В.В. Девликамов, О.М. Юсупов. - Москва: Недра, 1976. -176с.
14. Подлив дегазированной жидкости для борьбы с вредным влиянием газа на работу погружного центробежного электронасоса /Алибеков Б.И., Листергартен Л.Б., Пирвердян А.М. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1963, №8, с.51 - 55.
15. Агеев Ш.Р. Конический насос как средство повышения эффективности работы и надёжности ЭЦН при откачке газожидкостной смеси. – Доклады XI Всероссийской технической конференции ОАО «АЛНАС». – М.: АЛНАС. – 2002 г.
16. Сайт компании Centrilift / www.bakerhughes.com/centrilift.
17. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль.-2010.- №11. – С.64.
18. Сайт ПК «Борец»/ www.borets.ru

19. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
20. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
21. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
22. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
23. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
24. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
25. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
27. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
29. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
30. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха населенных мест.
31. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
32. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
33. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры