

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация технико-технологических параметров регулирования систем поддержания пластового давления Северо-Покурского нефтяного месторождения (ХМАО)

УДК 622.276.4.05-048.34(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Агалаков Николай Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2019 г.

Результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного</i> опыта, уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Агалакову Николаю Вячеславовичу

Тема работы:

Оптимизация технико-технологических параметров регулирования систем поддержания пластового давления Северо-Покурского нефтяного месторождения (ХМАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по системам поддержания пластового давления, тексты и графические материалы отчетов, фондовая и научная литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Общие сведения о системе; 2. поддержания пластового давления; 3. Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления; 4. Основные требования к закачиваемой воде; Классификация методов заводнения; 5. Горизонтальная насосная установка; 6. Частотно регулируемый преобразователь;

	7. Альтернатива центробежным насосам, применяемым в системе поддержания пластового давления; 8. Финансовый менеджмент; 9. Социальная ответственность; Заключение.
--	--

Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.02.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		22.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Агалаков Николай Вячеславович		22.02.2019

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

Инженерная школа природных ресурсов

21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Анализ и адаптация методов моделирования гидравлических систем	
	Оптимизация систем поддержания пластового давления	
	Принятие технологического решения при выборе способа управления производительностью насосных агрегатов кустовых насосных станций	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ВРБ – водораспределительный блок;

ГНУ – горизонтальная насосная установка;

ДНС – дожимная насосная станция;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КИП – контрольно-измерительная система;

КПД – коэффициент полезного действия;

КРС – капитальный ремонт скважины;

НА – насосный агрегат;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЛА– план ликвидации аварий;

ППД– поддержание пластового давления;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

ПРС – подземный ремонт скважин;

СИЗ – средство индивидуальной защиты;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ЦНС – центробежный насос секционный;

ЦППН – цех по поддержанию пластового давления;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ЧРП – частотно-регулируемый преобразователь;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 страниц, 13 рисунков, 17 таблиц, 17 источников.

Ключевые слова: пластовое давление, система поддержания пластового давления, заводнение, центробежный насос, нагнетательная скважина, БКНС.

Объектом исследования является система поддержания пластового давления Покурского месторождения.

Цель работы – разработка и исследование технико-технологических параметров регулирования систем поддержания пластового давления.

Классификация методов систем заводнения, рассмотрение современных технологий и оборудования в системе ППД.

В процессе исследования изучены системы поддержания пластового давления, выполнен сравнительный анализ энергоэффективности насосов и предложена оптимизация насосов ППД.

Область применения: полученная информация может быть рекомендована для оптимизации систем ППД.

Экономическая эффективность работы показана на примере расчета эксплуатационных затрат на основе внедрения насосной установки объемного типа СИН 71 и введения частотного регулируемого привода.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
АНАЛИЗ И АДАПТАЦИЯ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	10
1.1. История возникновения и применения системы поддержания пластового давления	10
1.2. Системы поддержания пластового давления и их место в системе добычи нефти	12
1.3. Основные требования к закачиваемой воде	18
1.4. Классификация применяемых методов заводнения на Покурском месторождении	21
2.ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	22
2.1. Общие рекомендации при оптимизации систем поддержания пластового давления	22
2.2. Внедрение в технологическую схему поддержания пластового давления горизонтальной насосной установки	22
2.3. Установка частотного регулируемого привода.....	22
2.4. Внедрение плунжерных насосов.....	26
3. ПРИНЯТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ КУСТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ	33
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	35
4.1. Расчет затрат на проведение мероприятий по применению частотного регулируемого привода	36
4.2. Расчет затрат на проведение мероприятий по установке насосной установки объемного типа СИН 71	41
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная компания, разрабатывающая месторождение, прежде должна ставить перед собой задачи по проектированию разработке и внедрению системы поддержания пластового давления. Особенно большое внимание надо уделять очередности запуска добывающих и нагнетательных скважин, внедрению системы ППД на начальных стадиях разработки месторождения. В целом по России из общего фонда скважин, на которых добыча нефти ведется механизированным способом, основной объем нефти добывается с помощью электроцентробежных насосов.

В любой нефтяной компании основные задачи это – количество добытой нефти и минимальные затраты на ее добычу, но необходимо не забывать о таком понятии, как коэффициент извлечения нефти. Одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является своевременное внедрение системы ППД. Чтобы добиться максимально-положительного результата по поддержанию проектного уровня закачки необходимо, при эксплуатации нагнетательных скважин периодически проводить мероприятия по выравниванию профиля притока, проводить ППР подземного оборудования, уделить особое внимание к системе подготовки воды для закачки в пласт. В процессе эксплуатации вести мониторинг и анализ эффективности внедренной системы ППД.

В данной работе рассматриваются способы оптимизации поддержания пластового давления.

АНАЛИЗ И АДАПТАЦИЯ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1. История возникновения и применения системы поддержания пластового давления

Используемая на кустовых насосных станциях система поддержания пластового давления представляет собой комплекс мер, связанных с рациональным сбережением давления в продуктивных нефтяных залежах. Система поддержания пластового давления применяется на последних этапах разработки месторождения и является наиболее популярным и эффективным методом.

В зависимости от геолого-физических свойств продуктивного пласта, геологического строения, слагающих горных пород применяется тот или иной способ заводнения. Особым условием для закачивания технической воды в пласт-коллектор является его «генетическое» сходство с пластовой водой. Техническая вода не должна содержать механических примесей, органических включений, нефтяных эмульсий, поскольку несоблюдение одного из требований ведет к негативным последствиям. Закачивание воды происходит согласно природному режиму залежи.

В 60-х годах прошлого столетия, шло активное бурение и освоение добывающих скважин. Поскольку нефть поступала на поверхность благодаря естественным силам пластовой энергии, а со временем происходило стремительное обводнение скважин, то многие из них попадали на консервацию. Множество скважин так и забрасывалось, не достигнув своих поставленных задач, поскольку при длительной разработке наблюдается уменьшение пластовой и забойных давлений.

Несомненно, вода является спутником нефти на протяжении всей разработки месторождения. Но раньше, присутствие воды воспринималось как наличие технической неисправной скважины [1].

Появление воды в скважине положительно влияет на добычу нефти и позволяет добывать нефть стабильней, чем в безводных скважинах.

На сегодняшний день искусственное заводнение пользуется широким продвижением. Применяемые методы систем поддержания давления помогают добывать на месторождениях около 85 % нефти. Искусственное заводнение пользуется широким спросом, поскольку обладает рядом преимуществ:

- относительно недорогой доступностью рабочего агента;
- отсутствием сложных технологических процессов при закачке воды;
- высокими показателями коэффициента вытеснения.

Применение заводнения начиналось с закачки нагнетательных скважин воды в продуктивные пласты, которые расположены за контуром питания. Поскольку законтурное заводнение имела ряд сложных технических требований, а именно: большое количество задач, возникающих при разработке, смена положения нагнетания, вывод из нагнетательного фонда скважин при малом обводнении – не были одобрены.

Вследствие сложных и экономически не целесообразных технических требований систем законтурного заводнения, принимается решение систем создания с внутриконтурными заводнениями. В данном случае, под внутриконтурным заводнением понимается разбиение месторождения на ряд отдельных полос, площади которых вытесняются закачной технической воды. Данная системы была разработана и впервые проведена в 1955 году в Волго-Уральской НГП.

Затем, в 1960-х годах были разработаны блоковые системы, характерные для внутриконтурного заводнения. Данная система подразумевает под собой условное деление залежи на площади. Преимуществом данного заводнения является исключение консервация скважин на «площадях» [2].

Для небольших выдержанных залежей (3-5 км), фильтрационно-емкостные свойства которых характеризуются высокими значениями, применяют системы приконтурного заводнения. Нагнетательные скважины приконтурного заводнения располагаются вблизи ВНК.

Осевая система заводнения подразумевает под собой размещение нагнетательных скважин вдоль оси структуры. Оно применяется при ширине

залежей не более 5 км, и для получения более детальной информации, его необходимо сочетать с законтурным заводнением.

Площадное заводнение характерно для залежей, проницаемости которых имеют малые значения. Также эффективен данный метод при невыдержанных пластах, структура которых нарушена.

Для залежей с неоднородным строением и невыдержанностью пластов применяют очагово-избирательную систему заводнения. Данная система характерна для ряда месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, продуктивность которых связана с нижнекаменноугольными терригенными отложениями.

При сильно разрушенных структурах залежей, при наблюдении прорываний закачиваемой воды к добывающим скважинам, вследствие хороших фильтрационно-емкостных свойств, наблюдается бессистемное заводнение. Со временем обводненность скважин увеличивается и вместо необходимой добычи нефтяной продукции, скважина дает техническую воду. Для избежания данного процесса, необходимо правильно выбирать системы заводнения с учетом параметров разработки [3].

1.2. Системы поддержания пластового давления и их место в системе добычи нефти

Условно системы поддержания пластового давления можно разделить на две составные части – техническую и природную гидросистему. Первая система подразумевает под собой наличие кустовых насосных станций, системы для подготовки технической воды, сети наземных трубопроводов, нагнетательные скважины. Вторая включает в себя все имеющиеся системы ППД.

Закачка воды в нагнетательные скважины осуществляется благодаря созданной конструкции технических гидросистем. ТГС оснащены сетью трубопроводов, необходимых технических конструкций и насосных агрегатов. В России наиболее популярными насосными агрегатами являются ЭЦН.

Стоит понимать различие между техническими и природными системами. Когда добыча нефти осуществляется благодаря методам поддержания пластового давления, речь идет о природной гидросистеме пласта, но сам процесс осуществляется благодаря обустройству технических систем.

Положение технических систем поддержания пластового давления зависит от водозабора и устья нагнетательных скважин. Например, для площадных систем заводнения с большим количеством воды, наиболее экономически целесообразным будет являться расположение скважин по лучевой структуре (рисунок 1).

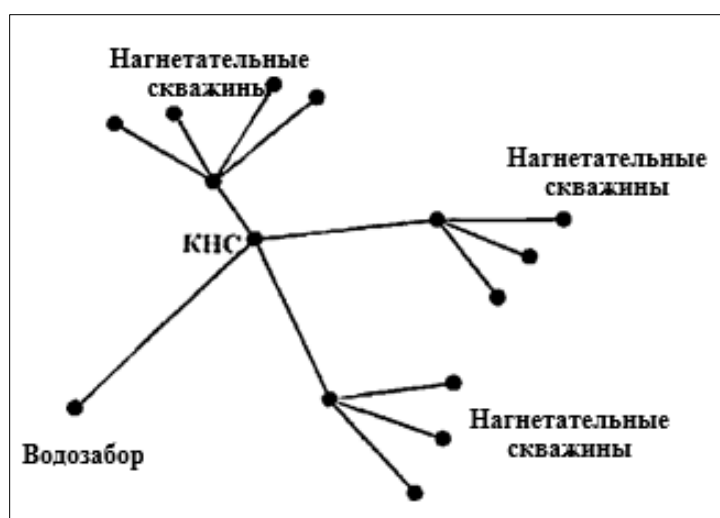


Рисунок 1 – Лучевая структура

Расположение нагнетательных скважин для законтурных и внутриконтурных систем возможно благодаря кольцевой структуре (рисунок 2).

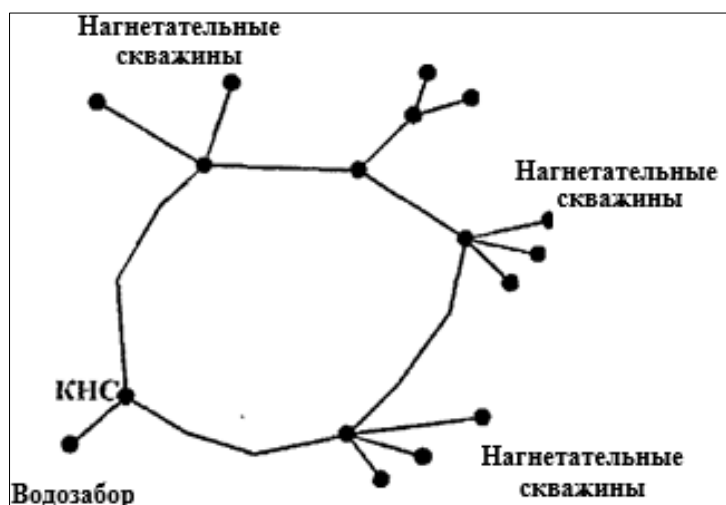


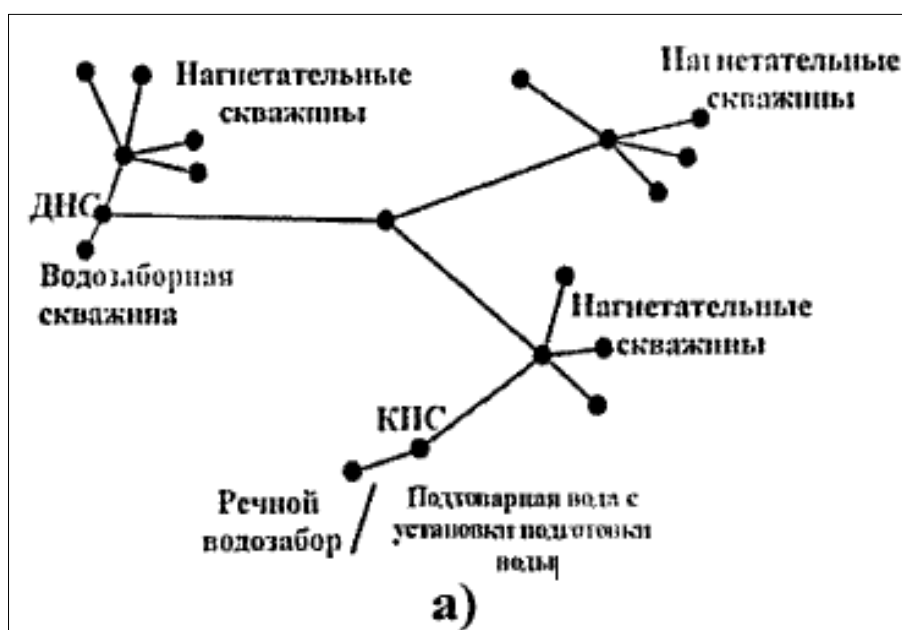
Рисунок 2 – Кольцевая структура

Для месторождений, удаленных от источников водоснабжения скважин применимы агенты водонасыщенных пластов. В данном случае, расположение систем представлено множеством других гидросистем, которые функционируют независимо друг от друга (рисунок 3).



Рисунок 3 – Локально разобшенная структура

Во избежание непредвиденных ситуаций и негативных факторов, не следует смешивать минеральные и пресные воды из источников водоснабжения. Но тем не менее, на месторождениях встречаются системы с комбинированными источниками (рисунок 4).



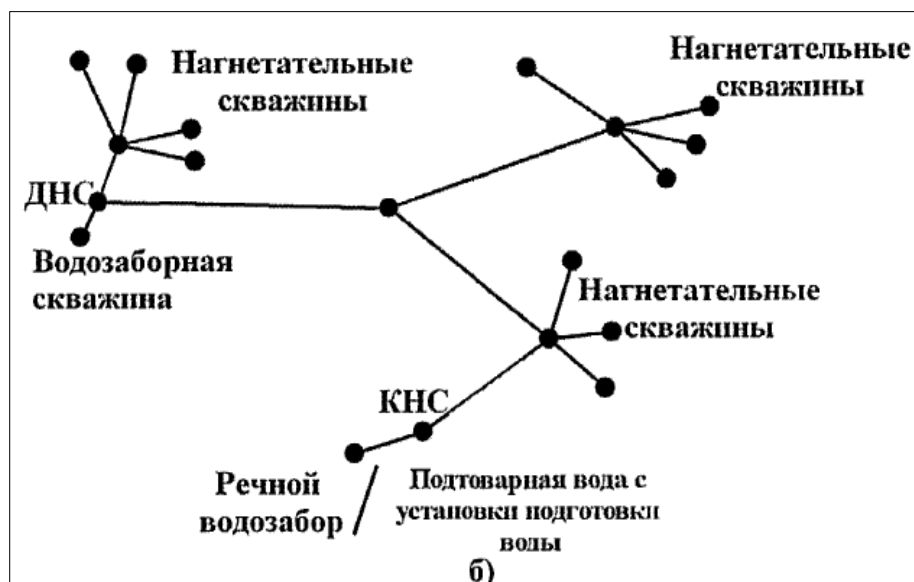


Рисунок 4 – Комбинирование источников воды в структуре систем ППД:
а – схема; *б* – структура наземной части системы ППД Покурского месторождения

Такие системы применяют при быстрой реконструкции гидросистем. Невысокая производительность насосов и внедрение новых скважин также характерно для данных систем [4]. При смешивании пресной и пластовой воды, используются погружные насосы ЭЦН. Данные насосы характеризуются высокой производительностью, давлениями равными 10-25 МПа, необходимыми для подъема воды на поверхность.

Факторы, возникающие при эксплуатации систем поддержания пластового давления:

- Изменение ФЕС коллекторов призабойной зоны пласта в результате вымывания, загрязненности;
- быстрое динамическое изменение структуры ППД;
- сложности, возникающие при контроле режимов и элементов системы;
- коррозионная активность, возникающая в результате внедрения нагнетательной воды в пласт.

Многообразие используемых систем ППД обусловила создание больших и сложно управляемых гидросистем. Вследствие развития и усовершенствования систем разработки, технические и гидродинамические структуры модифицируются, что ведет к изменению гидравлических режимов всех

элементов. Соответственно это сказывается на разработке и эксплуатации систем ППД.

При контроле систем ППД возникает ряд вопросов и неточностей. К примеру, показатели датчиков, отображающие мгновенный расход, при расходе меньшему $290 \text{ м}^3/\text{сут}$ а также неточный охват показателей гидравлических систем поддержания пластового давления дают погрешности вплоть до 45% [5].

Одним из осложняющих факторов является количество добывающих скважин к нагнетательным. Так, ввиду экономической целесообразности, при площадном или очаговом заводнении, количество добывающих скважин на одну нагнетательную равно четырем.

Таким образом, нагнетаемая вода, несомненно вызывает изменение ряда свойств продуктивных пластов:

- наблюдение заколонных перетоков. Жидкость пойдет в область пластов с более низкими давлениями, что как раз-таки находится выше или ниже продуктивного пласта;
- в результате высоких давлений (35-50 МПа) образующихся при больших объемах закачиваемой воды происходит гидроразрыв пласта на забоях нагнетательных скважин;
- повышение обводненности нефтяной продукции, вследствие промывов и образований каналов с высокой проводимостью.

Применение ЦНС на кустовых насосных станциях приводит к большим энергозатратам. Мощность данных насосов составляет 1-3 МВт, а в насосах использующихся в качестве источников забора воды для кустовой насосной станции – порядка 250 МВт. Соответственно, для обеспечения обычного среднего месторождения необходимо порядка 30МВт. Доля энергопотребления насосов об общей доли составляет порядка 70%. Данные насосы подвергаются модификациям и усовершенствованию, позволяя снижать энергопотребление до 65 %.

Естественно, на сегодняшний день, данной теме уделяется особое внимание. Усовершенствование систем поддержания пластового давления

занимает особое место не только на предприятиях, но и на научных конгрессах [6].

Изменение пластового давления в залежах, коэффициентов приемистости создают необходимость в постоянном усовершенствовании и модернизации систем поддержания пластового давления.

Система трубопроводов характеризующаяся большой протяженностью и имеющая сложную структуру, делает процесс разработки систем более дорогостоящим и в дальнейшем затрудняет процессы его управления.

Рациональное использование систем поддержания пластового давления возможно при снижении электроэнергии, приходящуюся на насосный агрегат. Естественно, сложно менять сам процесс управления системой, но возможно поменять какую-либо составляющую системы ППД в целом. Поэтому, проблемы, связанные с рациональной добычей углеводородов, только изучаются [7].

Проблемы, возникающие с современными системами поддержания пластового давления, заставляют пересматривать условия для необходимого энергосбережения: большие мощности свойственные ЭЦН, отсутствие адекватных методов планирования по регулированию нагнетаемой воды и имеющиеся сложные технологии.

Из технических причин такого состояния главными являются:

- недостаточное количество информации о технологических параметрах и энергетических режимах пласта;
- недостаточный контроль за гидродинамическими параметрами и всей системы в целом.

В соответствии с указанным, основными резервами энергосбережения в действующих гидросистемах ППД являются:

- периодическое снятие рабочих характеристик и осуществление своевременного ремонта насосных агрегатов;
- приведение структуры и свойств элементов системы в оптимальное состояние, соответствующее заданному технологией заводнения режиму;

– своевременное отключение/включение резервных насосных агрегатов, а также устранение излишнего гидравлического сопротивления в элементах – гидродросселях;

– подбор структуры кустовых насосных станций, а также технических показателей насосов исходя из максимизации КПД системы в целом.

Эффективность управления системами ППД возможна благодаря использованию систем автоматизированного контроля, которая разработана для конкретных моделей залежей.

Модели систем ППД не требуют дорогих капитальных работ, они имеют годами отработанную научную базу и популярны при применении закачиваемой воды в продуктивные пласты залежей.

1.3. Основные требования к закачиваемой воде

Закачка воды в пласт требует определенных технических характеристик закачиваемого агента. В зависимости от стадии разработки месторождения осуществляется выбор используемой в дальнейшем закачки. На сегодняшний день закачка воды в продуктивные пласты скважин осуществляется с начала разработки месторождения, поскольку на территории Российской Федерации наблюдается сокращение фонтанирующих скважин. В самом начале разработки месторождений необходимо большое количество пресной воды, поскольку на начальном этапе добычи в нефти содержится малое количество воды. Поскольку на последних этапах разработки обводненность нефти увеличивается, соответственно это должно быть учтено в проектах разработки месторождения. В проекте разработки месторождения должна быть построена система водоснабжения и рассмотрены варианты утилизации промысловой воды. В дальнейшем, на последних этапах разработки для добычи одной тонны нефти необходима закачка более 13 м^3 технической воды. Соответственно это приводит к удорожанию всего процесса, так как для закачки технической воды подразумевает очистку и подготовку для его дальнейшего нагнетания в пласт. Техническую воду необходимо подбирать приближенную по характеристикам к

пластовой воде. Она должна быть очищена от механических примесей, организмов, пленок нефти. Следует помнить, что органическое вещество ведет к коррозии, которая пагубно сказывается на всей сети трубопроводов. Имеющиеся поверхностные вещества в сточных водах обладают очищающими свойствами, которое приводит к увеличению нефтедобычи.

Как показывает практика, заводнение является более популярным и эффективным методом. Необходимо соблюдать требования закачиваемой воды в пласт.

При закачке воды в пласт, необходимо подбирать такую воду, которая отвечает требованиям продуктивного пласта. Несомненно, качество воды зависит от ряда геолого-физических свойств пород коллекторов, фильтрационно-емкостных свойств, геологического строения залежи, литологических особенностей, системы флюидоупора.

При закачке воды в пласт необходимо выполнение условия фильтрации. Пласт должен вмещать нагнетаемую воду и иметь надежную систему структурно-порового пространства. Коэффициент приёмистости даже в пределах одного месторождения изменчив, поскольку закачиваемая вода оказывает большое влияние.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта наблюдается:

- закачка загрязненной воды в продуктивный пласт приводит к изменению пористости и проницаемости. Показатели уменьшаются в результате закупоривания имеющегося структурно-порового пространства и ухудшению системы сообщающегося пространства.

- разбухание имеющихся глинистых частиц в призабойной зоне пласта;
- осаждение механических примесей при закачивании технической воды;
- уменьшение подвижности закачиваемого агента из-за возникающих водонефтяных эмульсий;
- влияние образовавшихся сил натяжения

В соответствии с ОСТ 39-225-88, техническая закачиваемая вода должна обладать рядом требуемых параметров. Особое внимание уделяется количеству механических примесей и нефтепродуктов, содержащихся в нагнетаемой воде (таблица 1).

Таблица 1 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде в зависимости от проницаемости продуктивного коллектора

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости*	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механические примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	— —	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50
* - коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде»			

Нагнетаемая вода должна обладать качествами, которые могут быть использованы для низко проницаемых пластов. Закачиваемая вода должна удовлетворять ниже перечислены требованиям. В ОСТ 39-225-88 представлена наиболее подробная характеристика при нагнетании.

Максимальное содержание механических примесей в нагнетаемой воде не должно превышать 3 мг/л. Присутствие механических частиц пагубно сказывается на проницаемости призабойной зоны пласта и всей разработки в целом.

Под механическими примесями подразумевается наличие песков, алевроитов, глинистых частиц, гидроокислов железа, солей, асфальтенов и т.д. Данные горные породы образовались в результате разрушения исходного материала и переноса вещества в области сноса. Также механические примеси

могут образоваться в результате химических процессов, которые возникают при контакте с водой и нефтью.

Также оставшиеся нефтепродукты могут привести к изменению структурно-порового пространства, следствием которой является изменение проницаемости пород в призабойной зоне пласта. Благодаря капиллярным силам, остаточная нефть способна накапливаться в порах горных пород, тем самым снижая приемистость скважин [8].

1.4. Классификация применяемых методов заводнения на Покурском месторождении

Раздел отсутствует в связи с коммерческой тайной.

1.5. Управление режимами закачки воды в нагнетательных скважинах, как средство оптимизации процесса нефтеизвлечения

Раздел отсутствует в связи с коммерческой тайной.

2. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

2.1. Общие рекомендации при оптимизации систем поддержания пластового давления

Раздел отсутствует в связи с коммерческой тайной.

2.2. Внедрение в технологическую схему поддержания пластового давления горизонтальной насосной установки

Раздел отсутствует в связи с коммерческой тайной.

2.3. Установка частотного регулируемого привода

Внедрение систем частотного регулируемого привода положительно сказывается на экономии электроэнергии. При выполнении ежегодного плана применение частотного регулируемого привода приводит к уменьшению энергетических затрат.

Для выявления эффективного управления насосными агрегатами и определение коэффициента рентабельности, было рассмотрено применение частотного регулируемого привода для кустовой насосной станции Покурского месторождения.

На базе полученной информации с Покурского месторождения и из проведенных расчетов (1) выявлено, что наивысшая рентабельность достигается благодаря частотно регулируемоу приводу двух основных и подпорных насосных агрегатов [9].

$$K_{\text{рентабельности}} = \frac{C_H * Q_H}{W C_{\text{эз}} + [n(C_{\text{п.ч.}} + A_{\text{п.ч.}})]}, \quad (1)$$

где, C_H – стоимость единицы объема добытой нефти, руб/м³;

Q_H – объем добытой нефти, м³;

$W = \sum W - W_{\text{эк}}$ – количество потребленной электроэнергии при отсутствии непроизводительных затрат энергии на излишний напор ($W_{\text{эк}}$), кВт*ч;

$C_{\text{эз}}$ – стоимость 1 кВт*ч электроэнергии, руб/ (кВт*ч);

n – количество преобразовательной частоты;

$C_{п.ч.} = 6800$ тыс. руб. – стоимость преобразователя частоты 6 кВт основного насосного агрегата (стоимость преобразователя частоты 0,4 кВт подпорного насосного агрегата – 400 тыс. руб);

$A_{п.ч.} = C_{п.ч.} * A$ – амортизационные отчисления от стоимости преобразователя частоты, руб.;

$A = 0,083$ – норма амортизационных отчислений.

Последовательное включение ЧРП позволяет расширить диапазон регулирования насосных агрегатов, тем самым обеспечивая согласование режимов работы КНС с режимами технологической системы по объемам плановых заданий на закачку воды в пласт.

Использование ЧРП позволяет изменять частоту вращения электропривода подпорных и основных насосов как выше, так и ниже номинальной, тем самым обеспечивая их совместную работу в области минимального удельного расхода электроэнергии с максимальным использованием мощности при минимальном числе основных насосов КНС с большой единичной мощностью (таблица 3).

Таблица 3 – Потребляемая мощность насосного оборудования на этапе внедрения частотного регулируемого привода

Подключенный насос	Потребляемая мощность насоса в номинальном, кВт	Потребляемая мощность насоса при заданном объеме закачки с ЧРП, кВт
ЦНС 240-1900	1560	1190
ЦНС 180-1440	1430	1130
ЦНС 80-1800	1290	1050
ЦНС 63-1400	1430	1130
ЦНС 40-1400	1290	1050
ЦНС 240-1440	1530	1190

Предложенный способ управления насосными агрегатами может быть

реализован на примере режима работы участка технологической системы Покурского месторождения и для всей системы западносибирского региона.

На месторождении имеются КНС с пятью многоступенчатыми секционными центробежными насосами ЦНС240-1900 и приводным электродвигателем мощностью 2000 кВт, пять подпорных насосов 1Д250-125 с мощностью приводного электродвигателя 200 кВт, 117 нагнетательных скважин и 158 участков высоконапорных водоводов.

Применение ЧРП двух основных насосных агрегатов КНС и ЧРП подпорных насосных агрегатов позволяет расширить технологические возможности КНС и увеличить объем плановых заданий на закачку на 19 % (3,88 тыс. м³/сут), а также снизить потребление электроэнергии до 6-6,5 % (около 10 МВт·ч/сут) по сравнению с вариантом без частотного управления [10].

Удельный расход электроэнергии в системе зависит от индивидуальных энергетических характеристик одновременно работающих агрегатов и распределения нагрузки между ними. В процессе эксплуатации происходит износ насосных агрегатов. На их характеристики также существенно влияют периодичность, условия и качество проведения ремонта, который не всегда проводится удовлетворительно. Указанные факторы снижают гидравлические и энергетические показатели насосных агрегатов.

По представленным параметрам подобран тиристорный преобразователь частоты типа ABS-DRIVES06/200.

В состав преобразователя частоты входят следующие основные элементы и оборудование:

- Высоковольтный преобразователь частоты ABS-DRIVE – представляет собой автономный инвертор напряжения с интегрированным многообмоточным силовым трансформатором, обеспечивающий преобразование частоты без использования повышающего трансформатора на выходе ТПЧ;

- Шкаф контроллера (ШК) – представляет собой напольный шкаф одностороннего обслуживания, в который устанавливается современный промышленный контроллер WinPac модульной конструкции;

– Шкаф высоковольтный коммутационный (ШВК), с установленными внутри коммутационными аппаратами – выдвижными вакуумными 55 контакторами, предназначенные для подключения электродвигателей к шине переменного частоты (рисунок 7).



Рисунок 7 – Преобразователь частоты ABS-DRIVES06/200

Таким образом, применение устройства ТПЧ типа ABS-DRIVE-S06/200 в системе электроснабжения насосов перекачки пластиковой воды с электродвигателями СТДМ-1600 позволит:

- Плавный, без повышенных пусковых токов и механических ударов, пуск электродвигателей 3-х насосных агрегатов;
- Непрерывно регулировать частоту вращения двух электродвигателей для поддержания контролируемого параметра (производительности и давления), позволяя отказаться от использования штуцеров и другой регулирующей аппаратуры, что значительно упрощает управляемую механическую (технологическую) схему и повышает ее надежность;
- Повысить КПД электроприводов насосов;
- Снизить удельную мощность на м³ перекачиваемой жидкости;
- Обеспечить высокое качество управления электродвигателями и

контроль над параметрами, предотвращающими возможность развития аварийных ситуаций;

- Управлять скоростью вращения электроприводов насосов, расходом перекачиваемой пластовой воды, что приведет к ее уменьшению, не превышающего заданного значения;

- Снизить износ запорной арматуры, износ подшипников электродвигателей и насосов за счет плавного изменения числа оборотов;

- При возникновении аварийной ситуации привод не отключается, а плавно снижает обороты двигателя пропорционально величине просадки.

- При восстановлении напряжения система возвращается к заданным параметрам;

- Обеспечить одновременную защиту двигателей от токов короткого замыкания, замыкания на землю, токов перегрузки, однофазного режима, недопустимых перенапряжений;

- Упростить дальнейшую комплексную автоматизацию объекта системы подачи пластовой воды.

Использование частотно-регулируемого электропривода обеспечивает повышению эффективности энергопотребления технологической системы поддержания пластового давления и работоспособности БКНС, что благоприятно сказывается на ресурсе оборудования.

2.4. Внедрение плунжерных насосов

Согласно промышленным и лабораторным исследованиям первоначальное пластовое давление в пласте на Покурском месторождении принято равным 28,7 МПа, давление насыщения 10,6 МПа. Поддержание пластового давления начато с 1991 года.

Из соображений энергоэффективности и снижения эксплуатационных затрат, проведен сравнительный анализ центробежных и плунжерных насосов отечественного производства, используемых для системы поддержания

пластового давления. Выполнение этого требования позволяет эксплуатировать насосы с высокой эффективностью и надежностью.

Для повышения энергоэффективности на Покурском месторождении предлагается переход с центробежных на плунжерные насосы.

Плунжерные насосы производства ООО «Завод «Синергия» по техническим характеристикам являются аналогами насосов ЦНС, но отличаются более высоким КПД, более низким расходом электроэнергии и меньшими затратами на эксплуатацию (таблица 4).

Таблица 4 – Технические характеристики насосных установок для ППД объемного типа по сравнению с аналогами – насосами ЦНС

Марка насоса	ЦНС25-1400	ЦНС40-1400	ЦНС63-1400	ЦНС63-1400	ЦНС80-1800	ЦНС180-1440	ЦНС240-1440
Производительность, м ³ /ч	0-22	0-43,5	0-65	0-64	0-96	0-186	0-216
Мощность электродвигателя, кВт	132	250	315	400	630	1000	1200
Давление, МПа	до 17	до 16,5	до 14	до 18	до 18	до 15,5	до 15,5
Мощность электродвигателя	250	500	630	800	1000	1250	1600

В предлагаемой Вашему вниманию работе рассмотрены особенности конструкции и приведены экономические параметры эксплуатации данных установок.

Плунжерные насосы производства ООО «Завод «Синергия» по техническим характеристикам аналогичны насосам ЦНС.

Так, насос СИН46 представляет собой аналог насоса ЦНС25-1400 производительностью 0-22 м³/ч, мощностью электродвигателя 132 кВт и давлением напора до 17 МПа.

Насос СИН63 – аналог ЦНС 63-1400 производительностью 0-43,5 м³/ч, мощность электродвигателя 250 кВт, давлением напора до 16,5 МПа (таблица 5).

Таблица 5 – Технические характеристики насосных установок

Характеристика	СИН46	СИН61	СИН63	СИН71
Производительность, м ³ /сут	1324	3180	1000	4500
Мощность электродвигателя, кВт	115,5	500	250	1000
Марка насоса (d плунжера, мм)	СИН46 (100)	СИН61 (125)	СИН63 (125)	СИН71 (160)
Марка редуктора	СИН42	СИН52	СИН52	СИН72
Передаточное отношение редуктора	5	6	6	6
Диаметр приемного манифольда, мм	100	150	300	300
Диаметр напорного манифольда, мм	45	75	100	100
Давление максимальное, МПа	7,4	40	32	35
Габаритные размеры (max.), мм	1300x886x730	2037x1166x83	1650x1087x77	1965x1146x
Масса, кг	1000	2775	1700	4000

СИН61 – аналог ЦНС 63-1800 и ЦНС 80-1800 производительностью 0-96 м³/ч, мощностью электродвигателя – 400 кВт, давлением напора до 18 МПа.

И, наконец, насос СИН71 – это аналог ЦНС 180-1440 и ЦНС 240-1440 производительностью 0-186 м³/ч, мощностью 1000 кВт и давлением напора до 15,5 МПа (формула 2,3).

К примеру, при приобретении и внедрение насосных установок типа СИН63 мощностью 250 кВт и расходом 1000 м³ в сутки взамен насосов ЦНС63-1400, разница КПД этих насосов (81 и 44% соответственно) позволила снизить удельное энергопотребление почти вдвое (таблица 6).

Таблица 6 – Сравнение характеристик насосов СИН63 и ЦНС63-1400

Насос	P, МПа	Q, м ³ /ч	КПД установки, %	УРЗ, кВт-ч/м ³	Приводная мощность, кВт	Затраты за 1 год, руб.	Экономия электроэнергии, руб.
СИН63	12	41,8	81	4,1	172	4 500 000	3 800 000
ЦНС63-1400	12	41,8	44	7,63	316	8 300 000	

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3 \quad (2)$$

где, P_1 и P_2 – потребляемая энергия насоса в ваттах [кВт];

$n_{1,2}$ – КПД насоса.

$$n_p = \frac{Q \cdot H \cdot \rho}{3670 \cdot P_2} \quad (3)$$

где, n_p – КПД насоса;

Q – подача [м³/ч];

H [м] – напор;

P_2 – мощность насоса [кВт];

3670 – постоянный коэффициент;

ρ – плотность жидкости [кг/м³].

Насосная установка для систем ППД укомплектована электродвигателем, который по желанию заказчика может быть, как низковольтным, так и высоковольтным, упругой муфтой, расположенной под защитным кожухом, планетарным редуктором, трехплунжерным насосом, гасителем пульсации в напорной линии и предохранительным клапаном (рисунок 8 и рисунок 9). Все перечисленные элементы смонтированы на раме. Для охлаждения масла установлен радиатор. Насос оснащен принудительной системой смазки. От шестеренчатого насоса, расположенного на редукторе, масло через фильтры подается под давлением в механическую часть насоса.

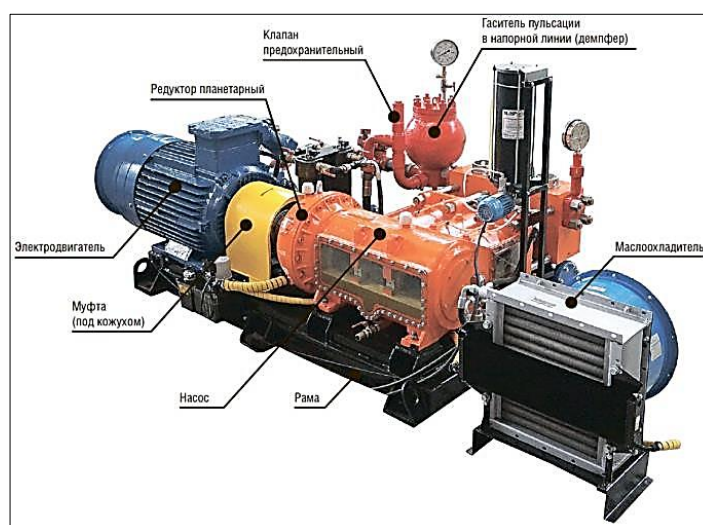


Рисунок 8 – Насосная установка для системы ППД



Рисунок 9 – Планетарный редуктор

Плунжерные насосные установки обладают следующими преимуществами:

- высокий КПД (90%) без применения частотного преобразователя;
- низкий расход удельной электроэнергии в сравнении с ЦНС, что позволяет снизить срок окупаемости установок;
- ресурс до капремонта – 30 тыс. моточасов;
- срок службы насоса составляет 8 лет;
- двухлетняя гарантия на насос;
- ресурс керамических плунжеров – не менее 18,5 тыс. моточасов;
- плавная регулировка подачи перекачиваемой жидкости без снижения КПД и напора;
- простота обслуживания и эксплуатации установки, возможность обслуживания одним человеком;
- возможность дистанционного запуска.

Для увеличения продолжительности непрерывной работы насосов и стойкости элементов гидравлических частей используются следующие технические решения. Во-первых, узлы кривошипно-шатунного механизма насоса состоят из подшипников скольжения. Во-вторых, плунжеры изготовлены

из керамики, стойкой к износу и коррозии, и срок их службы составляет не менее 17,5 тыс. моточасов.

Клапаны и седла гидроузла насосов изготовлены из коррозионно-стойких материалов с высокой прочностью и высоким сопротивлением к разрушению. Клапанные коробки производятся из коррозионно-стойкой стали, также стойкой к гидравлическим ударам (рисунок 10).

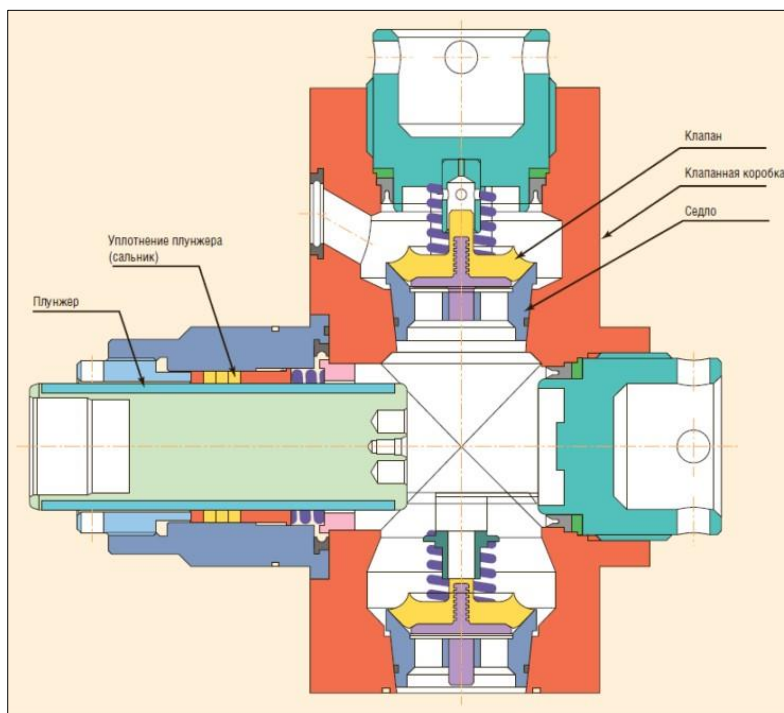


Рисунок 10 – Гидравлическая часть плунжерных насоса

Преимуществом плунжерных насосов является надежная конструкция, возможность изменения подачи насоса при неизменном давлении на выходе, энергоэффективность благодаря высокому значению КПД. Снижение подачи возможно благодаря изменению частоты вращения. С помощью перепускных клапанов, подъёма всасывающих клапанов и других приспособлений возможно обеспечить экономичный по расходу и электроэнергии, а также цене режим холостого хода. Так, мощность привода на холостом ходу составляет всего лишь 5-10% от номинальной рабочей мощности. Это является важным аспектом при выборе типа насоса. К недостаткам использования плунжерных насосов относится: необходимость обеспечения высокого качества воды, большие динамические силы, требования к созданию мощных фундаментов. Применение трехплунжерных насосных установок позволяет снизить потребление энергии за

счет высокого КПД насосной установки. Удельный расход электроэнергии варьируется в пределах 2,8-3,1 кВт*ч/м³. С учетом того, что цена плунжерного насоса не выше ЦНС, а затраты на эксплуатацию в течение 30 тыс. моточасов у плунжерного насоса меньше, чем у ЦНС, применение плунжерных насосов в системах ППД представляется более выгодным (таблица 7).

Таблица 7 – Основные характеристики плунжерного насоса и ЦНС

Показатели	Плунжерные насосы	ЦНС
КПД, %	90	50-70
Ресурс до кап.ремонта, тыс.ч	30	12
Интервал обслуживания, ч	4000	
Стоимость насоса	Одинаковая	
Затраты на эксплуатацию в течение 30 тыс.ч, руб	860000	1820000

3. ПРИНЯТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ КУСТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Раздел отсутствует в связи с коммерческой тайной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Агалаков Николай Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): <i>материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Плановые объемы научно-исследовательских работ по Покурскому нефтегазовому месторождению</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Налоговый кодекс РФ, нормативы единичных сметных расчетов</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Ставка налога на прибыль – 20%; 2. Налог на добавленную стоимость – 20 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	<i>Расчет затрат на оплату труда, стоимости расходных материалов, количества необходимой техники и оборудования; амортизационных отчислений, страховых взносов.</i>
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	<i>Описание порядка проведения работ по подбору, смене и установке нового оборудования.</i>
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	<i>Обоснованы необходимые инвестиции внедрения насосов</i>
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	<i>Составлен бюджет инженерного проекта</i>
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	<i>Выявление минимальных затрат и финансовой эффективности при замене центробежных насосов.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчету при частотном приводе, кВт*ч/сут;
2. Расчет экономии электроэнергии при частотном приводе, кВт*ч/сут;
3. Фактическое потребление электроэнергии с расчётом работы оборудования при частотном приводе за один месяц., кВт*ч/сут;
4. График возврата инвестиций.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент базовой инженерной подготовки	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Агалаков Николай Вячеславович		

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время вопросы энергоэффективности являются одними из наиболее приоритетных в современном обществе. Стратегии развития множества промышленных предприятий предусматривают снижение потребления энергоресурсов. Это связано с дефицитом основных энергоресурсов, возрастающей стоимостью их добычи, а также с глобальными экологическими проблемами. Под экономией энергии понимается эффективное использование энергоресурсов за счет применения инновационных решений, которые осуществимы технически, обоснованы экономически, приемлемы с экологической и социальной точек зрения, не изменяют привычного образа жизни.

Основная роль в увеличении эффективности использования энергии принадлежит современным энергосберегающим технологиям.

Энергосберегающая технология – новый или усовершенствованный технологический процесс, характеризующийся более высоким коэффициентом полезного использования топливно – энергетических ресурсов.

Насосные агрегаты системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений, 95% из которых – это центробежные, являются наиболее энергозатратным оборудованием.

На практике энергетические затраты на систему ППД составляют до 30% от энергетических затрат на добычу и подготовку нефти.

Нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск решений по сокращению затрат на данном направлении, повышение энергетической эффективности и надежности насосных агрегатов является актуальной задачей для отрасли добычи нефти и газа. Кроме того, специфика расположения нефтяных месторождений в труднодоступных и удаленных районах делает вопросы экономии электроэнергии социально значимыми для нефтедобывающих регионов.

Техническим решением для сокращения энергозатрат на систему ППД может выступить применение частотного регулируемого привода насосного оборудования и введение плунжерных насосов для закачки рабочего агента в пласт.

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения частотного регулируемого привода насосного оборудования и насосной установки объемного типа СИН 71. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данных операций.

4.1. Расчет затрат на проведение мероприятий по применению частотного регулируемого привода

Система частотного регулирования на базе средневольтных преобразователей частоты предназначена для управления производительностью насосных станций ППД.

Целями внедрения частотного регулируемого привода на КНС являются:

- Гибкое управление технологическим процессом ППД;
- Повышение энергоэффективности насосных станций;
- Снижение аварийности трубопроводов за счет плавного запуска насосных агрегатов и точного поддержания заданного давления в системе;

Увеличение межремонтного срока насосных агрегатов и запорной арматуры за счет оптимизации режимов работы.

Предлагаемые решения, направленные на повышение эффективности использования электрической энергии, предполагают сохранение существующего режима работы насосных станций.

С целью анализа эффективности возможных стратегий управления насосными агрегатами системы ППД разработана методика, основанная на определении коэффициента рентабельности использования электроэнергии, который в наиболее обобщенном виде отражает эффективность применения ЧРП насосных агрегатов при различных стратегиях.

Расчет электроэнергии при работе насоса (формула 4):

$$\Xi_H = 0,00272 * \frac{H}{n_3 * n_H} \quad (4)$$

где, H – действительный напор, развиваемый насосом при данном режиме работы;

n_3 – КПД электродвигателя;

n_H – КПД насоса.

Исходя из анализа проведенных расчетов на основе коэффициента рентабельности установлено (формула 5), что наибольшая рентабельность достигается при ЧРП двух основных и ЧРП всех подпорных насосных агрегатов

$$K_{\text{рентабельности}} = \frac{C_H * Q_H}{W C_{\text{эз}} + [n(C_{\text{п.ч.}} + A_{\text{п.ч.}})]} \quad (5)$$

где, C_H – стоимость единицы объема добытой нефти, руб/м³;

Q_H – объем добытой нефти, м³;

$W = \sum W - W_{\text{эк}}$ – количество потребленной электроэнергии при отсутствии непроизводительных затрат энергии на излишний напор ($W_{\text{эк}}$), кВт*ч;

$C_{\text{эз}}$ – стоимость 1 кВт*ч электроэнергии, руб/ (кВт*ч);

n – количество преобразовательной частоты;

$C_{\text{п.ч.}} = 6800$ тыс. руб. – стоимость преобразователя частоты 6 кВт основного насосного агрегата (стоимость преобразователя частоты 0,4 кВт подпорного насосного агрегата – 400 тыс. руб);

$A_{\text{п.ч.}} = C_{\text{п.ч.}} * A$ – амортизационные отчисления от стоимости преобразователя частоты, руб.;

$A = 0,083$ – норма амортизационных отчислений.

Использование ЧРП позволяет изменять частоту вращения электропривода подпорных и основных насосов как выше, так и ниже номинальной, тем самым обеспечивая их совместную работу в области минимального удельного расхода электроэнергии с максимальным использованием мощности при минимальном числе основных насосов КНС с большой единичной мощностью (таблица 9).

Таблица 9 – Потребляемая мощность насосного оборудования на этапе внедрения частотного регулируемого привода

Подключенный насос	Потребляемая мощность насоса в номинальном, кВт	Потребляемая мощность насоса при заданном объеме закачки с ЧРП, кВт
ЦНС 240-1900	1560	1190
ЦНС 180-1440	1430	1130
ЦНС 80-1800	1290	1050
ЦНС 63-1400	1430	1130
ЦНС 40-1400	1290	1050
ЦНС 240-1440	1530	1190

Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы КНС к расчету при частотном приводе продемонстрирована на рисунке 11.

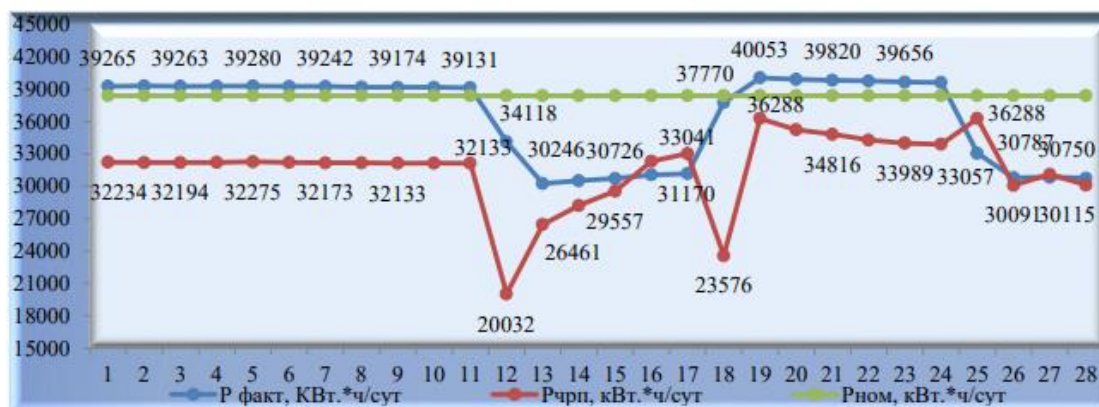


Рисунок 11 – Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчету при частотном приводе, кВт*ч/сут

Экономия электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода по БКНС месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом может достигать 14% от действующего режима оборудования.

Пиковые скачки, как видно на рисунке 1, основаны именно на принципе работы системы по отношению к фактическому режиму работы оборудования, а именно подбора оптимальной частоты в зависимости от установленного режима.

На рисунке 12 приводится расчет экономии электроэнергии в кВт*ч/сут при использовании ЧРП.

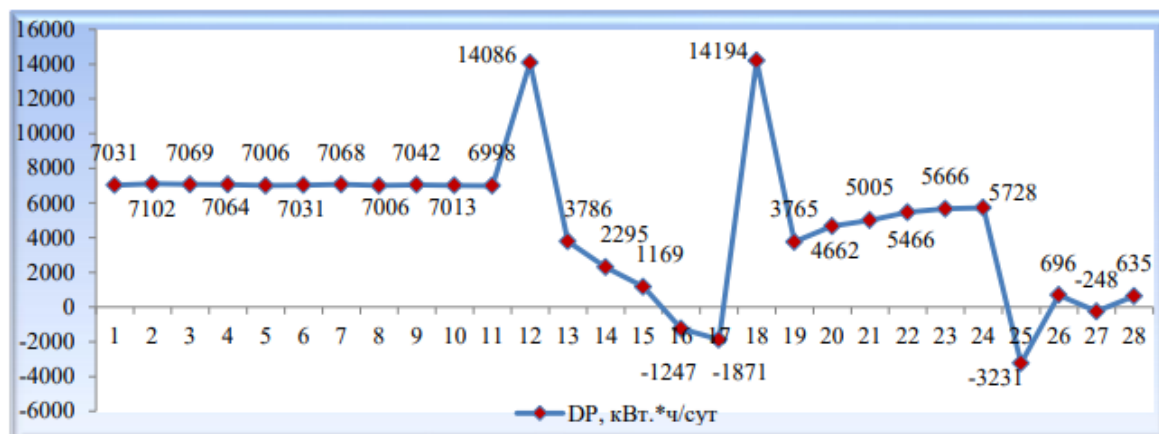


Рисунок 12 – Расчет экономии электроэнергии при частотном приводе, кВт*ч/сут

Экономия составляет 14% к фактическому режиму, среднее значение – 4928 кВт*ч/сут.

Фактическое потребление электроэнергии с расчетом работы оборудования при частотном приводе приведено на рисунке 13.

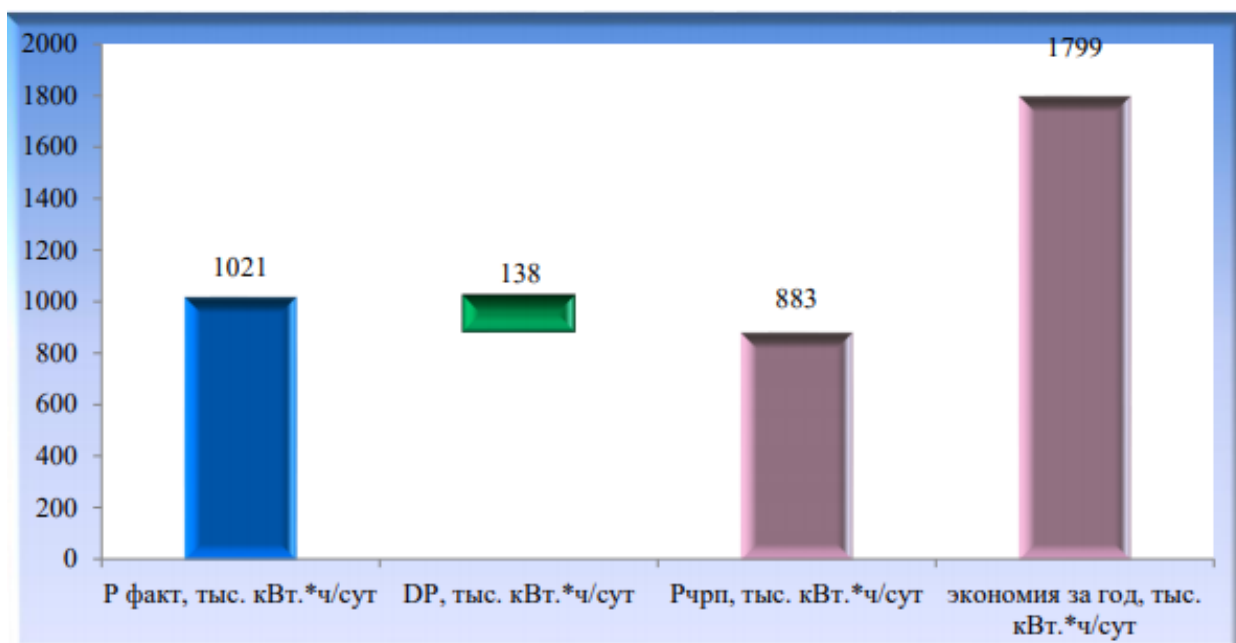


Рисунок 13 – Фактическое потребление электроэнергии с расчётом работы оборудования при частотном приводе за один месяц 2019 г., кВт*ч/сут

По результатам анализа дана оценочная величина экономии энергоресурсов от задействования мероприятий по внедрению энергосберегающего оборудования при сохранении существующих режимов работы.

Ниже приведен пример расчета экономической эффективности исходя из средней стоимости тарифа на электроэнергию, полученной в результате внедрения частотного регулируемого привода насосной установки (таблица 10).
Таблица 10 – Результат расчета экономической эффективности применения частотного регулируемого привода

№	Показатель	Система электроснабжения	
		без ЧРП	с ЧРП
1	Тариф на электроэнергию, руб/кВт*ч	0,8	0,8
2	Средняя суточная экономия электроэнергии, тыс. кВт*ч	3488	4 298
3	Экономия электроэнергии в месяц, тыс. кВт*ч	112	138
4	Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	1344	1799
5	Стоимость сэкономленной электроэнергии в месяц, тыс. руб.	479	580
6	Стоимость сэкономленной электроэнергии в год, тыс. руб	54752	7 555
7	Стоимость оборудования, тыс. руб. ²	18600	12570

¹ – Средняя стоимость тарифа в 2019 году на промышленных предприятиях;

² – Стоимость оборудования ЧРП является ориентировочной по состоянию на 2019 год.

В представленном технико-экономическом обосновании приведен анализ режима работы насосной станции на месторождении по методике предлагаемой компанией ООО «Славнефть-Мегионнефтегаз» г. Москва.

Исходные данные для определения сокращения потребления электрической энергии приняты на основании потребности в объемах закачки пластовой воды и номинальной мощности силового электрооборудования.

Детализировать затраты автор работы не имеет права в связи с коммерческой тайной.

4.2. Расчет затрат на проведение мероприятий по установке насосной установки объемного типа СИН 71

Ресурс работы и пониженный интервал между безостановочной работы насосов ЦНС, дает основание использовать современное оборудование и технологии в системе поддержания пластового давления в целях уменьшения энергосбережения и увеличение энергоэффективности. При эксплуатации центробежных насосных агрегатов понижается межремонтный период и наработка на отказ. При смене центробежного насосного агрегата ЦНС на плунжерный насос СИН 71 мы увеличиваем межремонтный период, КПД, уменьшаем вес насосной установки за счет ее компактности. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как увеличивается интервал между проведение технического обслуживания насоса. Определим нормы времени для насоса СИН 71 по ее установке. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, на втором этапе производятся установка и монтаж. На финальном этапе проводятся испытания. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е34» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	24
Установка и монтаж насоса	48
Испытания насоса	72
Итого:	144

Общее время на мероприятие по СИН 71 будет равно 144 ч.

Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется установка насосного агрегата.

Основные узлы СИН 71 включают 4 элемента:

- насосная установка для систем поддержания пластового давления укомплектована электродвигателем, расположенной под защитным кожухом;
- планетарный редуктор,
- трехплунжерный насос,
- гаситель пульсации в напорной линии и предохранительный клапан.

Все перечисленные элементы смонтированы на раме. Для охлаждения масла установлен радиатор.

Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части (формула 6).

$$H_a = \frac{1}{8} * 100\% \quad (6)$$

Нормы амортизации выбираем согласно «классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Список изменяющих документов (таблица 12).

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений при установке СИН 71

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Срок эксплуатации (средний), лет	Норма амортизационных отчислений (НА) за 1 год		Норма амортизационных отчислений за 1 месяц
			%	руб./год	
Насосная установка СИН 71	1026045	8	12,5	128256	10688
ИТОГО за 1 час:	-	-	-	128256	10688

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления в месяц при установке СИН 71 составляют 10 688 руб.

Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по установка насосной установки подрядной организацией А, приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость материалов на установку СИН 71

Наименование материалов		Компания Х		
		Количество	Цена, рублей с НДС	Сумма, рублей
1	Труба стальная 89*6,0 мм, м	8	838	6704
2	Труба стальная 219*6,0 мм, м	12	2497	29964
3	Отвод 90 ⁰ , 89*6,0 мм, шт.	4	430	1720
4	Отвод 90 ⁰ , 219*6,0 мм, шт	3	2290	6870
5	Кабель силовой, м	120	150	18000
Итого				63258

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией А составят 63258 руб.

Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

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

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 14 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Северный и районный коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.	Общая ЗП, руб.
Слесарь	5	2	180	72	12960	18144	31104	62208
Электро-газосварщик	5	1	190	72	13680	19152	32832	32832
Электрик	3	1	160	72	11520	16128	27648	27648
Слесарь КИП	4	1	170	72	12240	17136	29376	29376
Мастер	7	1	310	72	22320	31248	53568	53568
Итого								205624

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией «Славнефть-Мегионнефтегаз» составят 205624 руб (таблица 14).

Затраты на страховые взносы

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

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для ремонта машин и оборудования (код по ОКВЭД 33.12).

Отчисления в пенсионный и страховые фонды $C_{с.ф.}$

$$C_{с.ф.} = n * C_{з.п} = 0,305 * 205624 = 62715$$

где n – норма отчислений, соответственно, в ПФР, ФФОМС и ТФОМС, установленная на 2019 г. от зарплаты работников.

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия составят 62 715 руб.

Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 15).

Таблица 15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	10688
Затраты на материалы	63258
Оплата труда	205624
Страховые взносы	62715
Накладные расходы (20%)	68457
Всего затрат:	410742

Таким образом, затраты на установку СИН 71 и всех комплектующих организацией «Славнефть-Мегионнефтегаз» составляют 410 742 руб.

ВЫВОД

Использование частотно-регулируемого электропривода обеспечивает повышению эффективности энергопотребления технологической системы поддержания пластового давления и работоспособности БКНС, что благоприятно сказывается на ресурсе оборудования.

Применение ЧРП двух основных насосных агрегатов КНС и ЧРП подпорных насосных агрегатов позволяет расширить технологические возможности КНС и увеличить объем плановых заданий на закачку на 19 % (3,88 тыс. м³/сут), а также снизить потребление электроэнергии до 6-6,5 % (около 10 кВт·ч/сут) по сравнению с вариантом без частотного управления.

При приобретении и внедрение насосных установок типа СИН63 мощностью 250 кВт и расходом 1000 м³ в сутки взамен насосов ЦНС63-1400, разница КПД этих насосов (81 и 44% соответственно) позволит снизить удельное энергопотребление почти в 2 раза.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Агалаков Николай Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является кустовая площадка на Покурском месторождении. В ходе проведения работ по поддержанию пластового давления подразумевается нахождение машиниста по закачке реагента в пласт. Область применения объекта – нефтегазовое производство.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Проанализировать выявленные вредные и опасные факторы: - повышенный уровень шума и вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - движущиеся и вращающиеся части оборудования; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - поражение электрическим током; - пожароопасность.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1) Вредные факторы: – Повышенный уровень шума и вибрации. – Недостаточная освещенность на рабочем месте. – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2) Опасные факторы: – Движущиеся и вращающиеся части оборудования. – Поражение электрическим током. – Пожароопасность.
3. Экологическая безопасность:	– Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). – Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы). – Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Перечень возможных ЧС при эксплуатации объекта. – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Агалаков Николай Вячеславович		

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Любая производственная деятельность сопряжена воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов.

Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в бакалаврской работе.

Местом работы машиниста по закачке рабочего агента в пласт, является блочная кустовая насосная станция.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму закачки жидкости, контроль за системами работы агрегата, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при закачке жидкости. Работы выполняются круглогодично.

Производственная безопасность

Деятельность, связанная с возможностью возникновения аварий, проявления опасных и вредных производственных факторов, в том числе при производстве работ, связанных с использованием недр, а также с предупреждением их проявления и воздействия на работников и окружающую среду, может осуществляться на основании соответствующих нормативных документов, выдаваемых в установленном порядке.

Для идентификации потенциальных факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [11]. Перечень опасных и вредных факторов при работе на кустовой насосной станции представлен в таблице 16.

К вредным факторам относятся:

1. Повышенный уровень шума и вибрации;
2. Недостаточная освещенность на рабочем месте;
3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

К опасным факторам отнесены:

- Движущиеся и вращающиеся части оборудования.
- Поражение электрическим током.
- Пожароопасность.

Таблица 16 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	– ГОСТ 12.1.029-80 – «Средства и методы защиты от шума. Классификация». – ГОСТ Р 55710-2013 – «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений». – Постановление от 16.12.2002 г. №370 – «Об организации работ на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях». – ГОСТ 12.2.062-81 – «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные». – ГОСТ 12.1.030-81 – «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление». – СП 2.13130.2009 – «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».
Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	
Движущиеся и вращающиеся части оборудования		+	+	
Поражение электрическим током	+	+	+	
Пожароопасность	+	+	+	

Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны

Повышенный уровень шума и вибрации

Обслуживающий персонал блочной кустовой насосной станции может находиться вблизи насосного агрегата на расстоянии 1м от его контура не более 15 минут в смену при наличии индивидуальных средств защиты от шума по

ГОСТ Р 12.4.255-2011. Остальное время обслуживающий персонал должен находиться в звукоизолированном помещении с уровнем звука не более 80 дБа.

Помещение, где установлен насосный агрегат, должно быть обозначено знаком безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015, предусмотренным для помещений с уровнем звука (эквивалентным уровню звука) выше 80 дБа.

Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [12]:

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки.

- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противοшумные вкладыши (беруши).

- соблюдение режима труда и отдыха.

При работе в условиях вибраций производительность труда снижается, растет число травм. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов.

Для уменьшения вибрации и шума НА должен быть надежно закреплен к фундаментной плите, а плита анкерными болтами к фундаменту [13].

Недостаточная освещенность на рабочем месте

Согласно ГОСТ Р 55710-2013 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать временную потерю зрения или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Для работы на кустовой насосной станции, нормы освещенности составляет 500 лк, равномерность освещенности в зоне зрительной работы не менее 0,6 лк, коэффициент пульсации освещенности – не менее 10%,

объединенный показатель дискомфорта UGR – не более 19 и общий индекс не менее 80 %.

Для освещения кустовых станций использовать естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Согласно Постановлению от 16.12.2002 г. №370, отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 17).

Таблица 17 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Работники, занятые на работах по замене дефектных участков нефтепроводов должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами защиты, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Порядок выдачи и пользования средствами индивидуальной защиты определяется Правилами

обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ.

Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся и вращающиеся части оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [14], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе

с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Поражение электрическим током

Машинист по закачке рабочего агента в пласт подвержен таким источникам опасности, как нарушение изоляции кабельных линий, силовых кабелей, попадание в зону действия электрического тока при обрыве проводов 6кВт, поражение электрическим током при работе с электроустановками, поражение молнией. Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению. Согласно ГОСТ 12.1.030-81 [15], заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного

к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключающие одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление». Машинист по закачке рабочего агента в пласт, допущенный к работе с электротехническими установками, с машинами и механизмами с электроприводом, имеет квалификационную группу по электробезопасности.

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов. Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности.

Пожароопасность

Согласно СП 12.13130.2009 [16], к опасным факторам пожара, которые могут нанести вред жизни, здоровью и имуществу людей относятся пламя, тепловой поток, повышенная температура окружающей среды, большая концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода и снижение видимости в дыму.

При длительном воздействии на человека данных параметров, их критическими значениями являются: температура окружающей среды – 70 °С, плотность теплового излучения – 1,26 кВт/м², концентрация окиси углерода – 0,1%, Содержание диоксида углерода – 6%, содержание кислорода – менее 17%, видимость в зоне задымления – 6-12 м.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009. Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, статическое электричество и т. п. Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности. К организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Мероприятия по охране атмосферы – поддержание герметичности системы ППД; установление контроля за воздушной средой на основных объектах БКНС для определения опасной концентрации газов. Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов

азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ.

Защита гидросферы

Мероприятия по охране водных ресурсов – обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды; сброс промывочных стоков с площадок ДКС, и других объектов в коллектор или в специальные ёмкости; регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин; предотвращение утечки через неплотные соединения в водяных линиях, применение замкнутой системы водоснабжения при бурении; осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость; строительство кустовых площадок и шламовых амбаров.

Защита литосферы

Мероприятия по охране земель – все материалы и оборудование располагают в пределах отведённой и обвалованной площадки; передвижение транспорта и самоходных установок происходит строго по дорогам, т.к. тундра является заповедной зоной, где растительность восстанавливается долгий период времени (например, ягель до 50 лет); планомерно проводят биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий УГКМ, универсальной травосмеси; захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома – на отдельно отведенных площадках; хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой [17].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

– природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -50°C); метели и снежные заносы.

– техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование из скважин;
- порывы газосборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность большое количество газа и пластовой воды.

В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе газового конденсата в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб.

На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Режим рабочего времени определяется действующим трудовым законодательством, иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, и устанавливается Правилами внутреннего трудового распорядка Общества ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», с учетом характера производства, специфики и условий работы.

Согласно трудовому кодексу РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее – 6 часов.

Работникам, режим рабочего времени которых отличается от общих правил, установленных в Компании, соответствующий режим устанавливается в трудовом договоре ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Месячная заработная плата Работника, полностью отработавшего за этот период норму рабочего времени и выполнившего нормы труда (трудовые обязанности), не может быть ниже минимального размера оплаты труда, установленного в Российской Федерации.

За каждый час работы в ночное время с 22 часов до 6 часов Работнику производится доплата в размере – 40% часовой тарифной ставки (должностного оклада).

Работа в выходной или нерабочий праздничный день оплачивается в двойном размере.

Работникам (за исключением работников, получающих оклад, за нерабочие праздничные дни, в которые они не привлекались к работе) выплачивается дополнительное вознаграждение в размере не более 343 рублей за каждый нерабочий праздничный день.

В Компании функционирует Горячая линия безопасности (ГЛБ), проводится обучение сотрудников в области комплаенс. В соответствии с

принципами комплаенс проводится информационная кампания по предупреждению коррупции и формированию нетерпимого отношения к проявлениям мошенничества среди руководства и работников Компании. Информация о принимаемых мерах по противодействию корпоративному мошенничеству и предупреждению коррупции публикуется во внутренних информационных изданиях Компании.

Работники приобретают право на получение негосударственной пенсии в соответствии со Стандартом Компании «Негосударственное пенсионное обеспечение работников ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и его дочерних и зависимых обществ» и условиями заключенного с НПФ «Нефтегарант» договора о негосударственном пенсионном обеспечении Работников.

Работодатель имеет право организовывать ипотечное жилищное кредитование работников Компании для улучшения их жилищных условий в соответствии с бизнес-планом и действующими ЛНД Общества.

Работодатель может оказывать единовременную материальную помощь, а также компенсировать моральный вред работникам, пострадавшим в результате несчастных случаев на производстве, либо вследствие профессиональных заболеваний (сверх законодательно гарантированных выплат).

Работодатель выделяет или оплачивает 1 раз в год путевки в оздоровительные лагеря, расположенные на территории РФ, детям (до достижения ими 16-тилетнего возраста) работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве – в полном размере по представленным копиям расходных документов.

При увольнении на пенсию по любым основаниям выплачивать единовременное пособие работнику с непрерывным стажем работы (не менее 15 лет), в размере не более 220 000 руб.

Создавать и укреплять службы промышленной безопасности и охраны труда в Обществе, оборудовать и обеспечивать работу кабинетов и уголков охраны труда в соответствии с действующими нормами.

ВЫВОД

При эксплуатации любого производственного объекта повышенной опасности всегда существует возможность возникновения серьезных чрезвычайных происшествий, аварий, технических инцидентов, а также несчастных случаев, в том числе со смертельным исходом.

Заказчику следует соблюдать комплекс правовых, организационных, экономических, эколого-защитных, санитарно-гигиенических, санитарно-эпидемиологических и специальных мероприятий, направленных на организацию наблюдения и контроля за состоянием окружающей природной среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников ЧС.

В данном разделе дипломной работы были изложены санитарные и государственные требования к рабочему месту машиниста на кустовой насосной станции. Созданные условия должны обеспечивать комфортную и безопасную работу. Для машиниста, участвующих в технологическом процессе по обслуживанию и наблюдению за работой горизонтальных насосных установок, должны быть обеспечены удобные рабочие места, не стесняющие их действий во время выполнения работы. На рабочих местах должна быть предусмотрена площадь, на которой размещаются необходимые устройства для управления и контроля за ходом технологического процесса, а также средства сигнализации и оповещения о аварийных ситуациях.

На основании изученной литературы по данной проблеме студентом приводится комплекс мероприятий, которые смогут предотвратить негативное воздействие на работника, не приведя его к травмам и ухудшению его здоровья. Соблюдение условий, определяющих оптимальную организацию рабочего места машиниста, позволит сохранить хорошую работоспособность в течение всего рабочего дня, повысит как в количественном, так и в качественном отношении производительность труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения анализа была изучена система поддержания пластового давления. Дана классификация методов заводнения, учитывающая размещение скважин, форму ячейки систем заводнения.

С целью повышения энергоэффективности и снижения эксплуатационных затрат, проведен сравнительный анализ введения в эксплуатацию горизонтально насосных установок, устройств частотного регулирования приводов и плунжерных насосов отечественного производства, используемых для системы поддержания пластового давления.

Результат данного анализа показал, что устройство частотного регулирования привода является наиболее эффективным устройством как с экономической, так и с технической точки зрения, так как применение устройства позволит: плавный, без повышенных пусковых токов и механических ударов, пуск электродвигателей 3-х насосных агрегатов; регулирование частот вращения двух электродвигателей для поддержания контролируемого параметра (производительности и давления), позволяя отказаться от использования штуцеров и другой регулирующей аппаратуры, что значительно упрощает управляемую механическую (технологическую) схему и повышает ее надежность; повысить КПД электроприводов насосов; снизить удельную мощность на м^3 перекачиваемой жидкости; обеспечить высокое качество управления электродвигателями и контроль над параметрами, предотвращающими возможность развития аварийных ситуаций; управлять скоростью вращения электроприводов насосов, расходом перекачиваемой пластовой воды, что приведет к ее уменьшению, не превышающего заданного значения; снизить износ запорной арматуры, износ подшипников электродвигателей и насосов за счет плавного изменения числа оборотов; при возникновении аварийной ситуации привод не отключается, а плавно снижает обороты двигателя пропорционально величине просадки; при восстановлении напряжения система возвращается к заданным параметрам; обеспечить

одновременную защиту двигателей от токов короткого замыкания, замыкания на землю, токов перегрузки, однофазного режима, недопустимых перенапряжений;

Использование частотно-регулируемого электропривода обеспечивает повышению эффективности энергопотребления технологической системы поддержания пластового давления и работоспособности БКНС, что благоприятно сказывается на ресурсе оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горная энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия. Под редакцией Е. А. Козловского. 1984. – 1991 с.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2001. – 544 с.
3. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с.
4. Бакиров И.М. К вопросу классификации систем заводнения. – Альметьевск. – 2003. – 54 с.
5. Крылов А.П., «Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт». Труды МНИ, выпуск 12, Гостопнтехиздат, 1953 г. – 26 с.
6. Фазлыев Р.Т., «Площадное заводнение нефтяных месторождений» М.: Недра, 1979 г. – 88 с.
7. Бакиров И.М., Дияшев Р.Н., Закиров, И.З. / О размещении нагнетательных скважин и системах заводнения при разработке нефтяных месторождений. – Альметьевск. – 2000. – 145с.
8. Ивановский В.Н, Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. / Оборудование для добычи нефти и газа / М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.И. Губкина, 2003. – 792 с.
9. Сушков В.В., Велиев М.К. Энергосберегающее управление многомашинным комплексом системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений//Промышленная энергетика. – 2013. – № 1. – С. 2–5.
10. ГОСТ Р 12.4.255-2011. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Механические методы испытаний.
11. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. – «Система стандартов безопасности труда опасные и вредные производственные факторы»

12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
13. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».
14. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения.
15. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
16. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
17. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 N 174-ФЗ. Последняя редакция от 29.12.2015 N 408-ФЗ.