

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАСОСОВ ТИПА ЦНС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.53:621.67-83(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Доктор технических наук		

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	Криницына Зоя Васильевна	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
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) 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
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович

Тема работы:

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАСОСОВ ТИПА ЦНС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1829/с от 11.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019
--	------------

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>	Технологическая схема разработки месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
--	--

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. дать определение понятию и рассмотреть значение поддержания пластового давления. 2. Провести анализ опыта поддержания пластового давления. 3. Дать общую характеристику насосам ЦНС. 4. Представить методы выбора насоса ЦНС.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна	
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
Методы поддержания пластового давления		
Использование насосов ЦНС как метод поддержания пластового давления		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Социальная ответственность		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович			
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 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:	07.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Анализ методов поддержания пластового давления	25
10.04.2019	Использование насосов центробежных секционных в технологическом процессе поддержания пластового давления	25
21.04.2019	Анализ причин выхода из строя или снижения эффективности действия насосов центробежных секционных на нефтяных месторождениях	25
02.05.2019	Финансовый менеджмент	10
29.05.2019	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович			

СОГЛАСОВАНО:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	(ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Обозначения, определения и сокращения

ППД – поддержание пластового давления

ЦНС – центробежный насос секционный

КПД – коэффициент полезного действия

ПД – пластовое давление

АПД – аномальное пластовое давление

АВПД – аномально высокое пластовое давление

АНПД – аномально низкое пластовое давление

РВ - резервуар вертикальный

ТВО - трубный водоотделитель

НСВ - насосная станция водоподъема

КНС - кустовая насосная станция

БГ - блок напорной гребенки

НС - нагнетательные скважины

ОРЗ - одновременно раздельная закачка

МСП - системы межскважинной перекачки

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 85 страниц, в том числе 20 рисунков, таблиц 2. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: насос ЦНС, поддержание пластового давления, учет характеристик, настройка системы.

Объектом исследования является опыт использования насосов ЦНС для поддержания пластового давления на месторождениях Западной Сибири.

Цель данной выпускной квалификационной работы исследовать методы повышения эффективности систем ППД с применением насосов типа ЦНС на местоположениях Западной Сибири

В процессе исследования были представлены общие сведения методах поддержания пластового давления, проведен обзор насосов ЦНС используемых на месторождениях Западной Сибири для поддержания пластового давления, сделан вывод о важных характеристиках, достоинствах и недостатках данного метода.

Область применения: данные выводы целесообразно применять на месторождениях, осуществляющих добычу нефти с использованием метода поддержания пластового давления.

Оглавление

Введение.....	11
1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	13
1.1. Понятие и значение подержание пластового давления	13
1.2. Анализ опыта подержания пластового давления нефтедобывающих организаций	19
2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАСОСОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	24
2.1. Общая характеристика насосов центробежных секционных.....	24
2.2. Методы подбора насоса для поддержания пластового давления	37
3. АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ИЛИ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ НАСОСОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	45
3.1. Причины выхода из строя (снижения эффективности) насосов цетробежных секционных для поддержания пластового давления	45
3.2. Пути решения выявленных проблем	50
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по оценке центробежного насоса секционного и его замены за одну вахтовую смену	62
4.2 Нормативная база для расчёта вахтенной смены	63
4.3. Расчёт стоимости работ	64

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1. Производственная безопасность при выполнении работ по закачке ингибитора в промысловый нефтепровод	66
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	67
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	67
5.2. Экологическая безопасность.....	70
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	72
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	74
5.4.2. Организация рабочей зоны.....	75
Заключение	76
Список используемых источников.....	80
Приложение А	84
Приложение Б	85

Введение

Одним из способов воздействия на нефтяной пласт для поддержания в нем давления с целью улучшения условий разработки и форсирования добычи нефти является нагнетание различных агентов [51, 54,118]. Наиболее распространенным способом является закачка воды в пласт через нагнетательные скважины, что обеспечивает как поддержание пластового давления, так и организованное вытеснение нефти из пласта.

Эффективность работы систем поддержания пластового давления ППД во многом зависит от надежности работы насосного оборудования.

Насос - устройство (гидравлическая машина, аппарат или прибор) для напорного перемещения (всасывания и нагнетания) главным образом капельной жидкости в результате сообщения ей внешней энергии (потенциальной и кинетической)

Среди различных классов и видов насосов наиболее представительное место занимают центробежные и осевые. Отрасли - потребители этого оборудования с каждым годом предъявляют к нему все более растущие требования, связанные с интенсификацией технологических процессов и увеличением рабочих параметров (подачи, давления, температуры и т.д.). Особенно высокие требования к насосам выдвигаются со стороны химической и смежной с ней отраслей промышленности. Наряду с гидравлическими и энергетическими показателями — подачей, напором, всасывающей особенностью, КПД — предъявляются различные эксплуатационные требования. В первую очередь: простота и удобство обслуживания, монтажа, демонтажа и замены быстроизнашивающихся деталей; коррозионная и эрозионная стойкость; отсутствие или минимальная утечка жидкости через уплотнения вала; минимальный уровень шума и вибраций; работоспособность в течение длительного времени при положительной и отрицательной температуре; поддержание заданного давления или разрежения на входе в насос; возможность предотвратить застывание и кристаллизацию рабочей жидкости в насосе; взрыво-безопасность, самовсасывание и т.п.

Цель данной выпускной квалификационной работы исследовать методы повышения эффективности систем ППД с применением насосов типа ЦНС на местоположениях Западной Сибири.

Для достижения цели ставятся следующие задачи:

1. дать определение понятию и рассмотреть значение поддержания пластового давления.
2. Провести анализ опыта поддержания пластового давления.
3. Дать общую характеристику насосам ЦНС.
4. Представить методы выбора насоса ЦНС.

Объектом исследования является опыт использование насосов ЦНС для поддержания пластового давления на месторождения Западной Сибири.

1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

1.1. Понятие и значение поддержание пластового давления

Пластовое давление – это показатель величины давления, созданного посредством воздействия пластовых флюидов и вымещенного на определенной породе минералов, горных пород и т. д. Флюидами называют любые вещества, поведение которых в ходе деформации можно описать посредством использования законов механики для жидкостей. Сам термин был введен в оборот научного языка приблизительно в середине семнадцатого века. Им обозначали гипотетические жидкости, с помощью которых старались объяснить с физической точки зрения процесс образования горных пород.

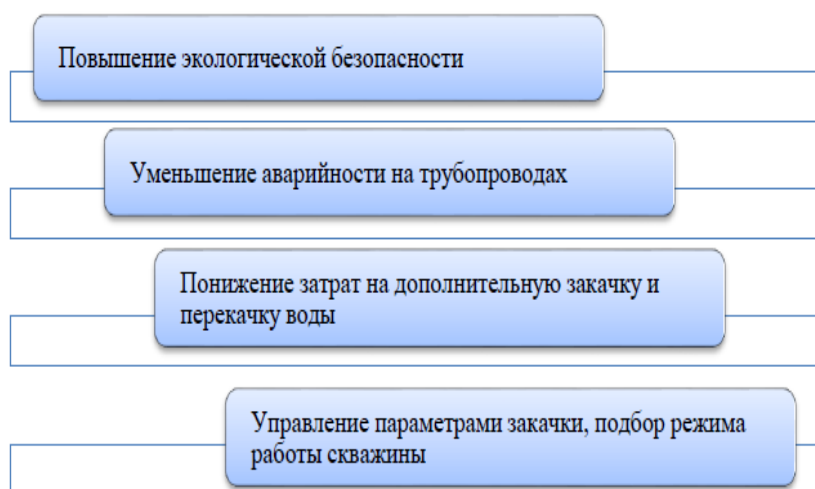


Рисунок 1 - Положительные характеристики при заводнении

Прежде чем приступить к разбору пластового давления, следует обратить внимание на некоторые важные понятия, которые с ним связаны, а именно: пласт и его энергия. Пластом в геологии называют тело, обладающее плоской формой. Его мощность при этом гораздо слабее размера площади распространения, в пределах которого она действует. Также данный показатель мощности обладает рядом однородных признаков и ограничивается набором параллельных поверхностей, как малых, так и больших: кровля – верх и подошва – низ. Определение силового показателя можно определить посредством нахождения кратчайшего расстояния между подошвой и кровлей.

Пласты могут образовываться из нескольких прослоек, принадлежащих различным породам и связанных между собой. Примером может служить угольный пласт с имеющимися слоями аргиллитов. Нередко терминологическую единицу «пласт» применяют при обозначении стратифицированных скоплений полезных ископаемых, таких как: уголь, залежи руды, нефти, а также водоносные участки. Складывание пластов происходит посредством наложения друг на друга различных осадочных пород, а также вулканогенных и метаморфических горных.

Пластовое давление тесно связано с понятием пластовой энергии, которая является характеристикой возможностей пластов-коллекторов и заключенных в них флюидов, например: нефти, газа или воды. Важно понимать, что ее значение базируется на том, что все вещества внутри пласта находятся в состоянии постоянного напряжения, обусловленного горным давлением.

Пластовое давление – это крайне важный параметр, который характеризует энергетические возможности пластов, несущих в себе водные или нефтегазовые ресурсы. В процессе его формирования участвуют несколько видов давления. Все они ниже будут перечислены:

- гидростатическое пластовое давление;
- избыточное газовое или нефтяное (сила Архимеда);
- давление, что возникает вследствие изменений размерной величины объема резервуара;
- давление, возникающее благодаря расширению или сжатию флюидов, а также изменению их массы.

Понятие пластового давления включает в себя две его разные формы:

1. Начальное – исходный показатель, которым обладал пласт до вскрытия его резервуара под землей. В некоторых случаях оно может сохраняться, то есть не нарушаться вследствие воздействия техногенных факторов и процессов.
2. Текущее, которое также называют динамическим.

Если сравнивать пластовое давление с условным гидростатическим (давлением столбца пресной жидкости, высотной от показателя дневной

поверхности до точки замера), то можно сказать, что первое делится на две формы, а именно, аномальную и нормальную. Последняя пребывает в непосредственной зависимости с глубиной залегания пластов и продолжает расти, приблизительно на 0,1 Мпа за каждые десять метров.

ПД в нормальном состоянии является равным гидростатическому давлению водяного столба, с плотностью, равной одному грамму на см³, от пластовой кровли до земной поверхности по вертикали. Аномальным пластовым давлением называют любые формы проявления давления, которые отличаются от нормального.

Существует 2 вида аномального ПД, о которых сейчас будет рассказано.

Если ПД превышает гидростатическое, т. е. то, в котором давление столбца воды обладает показателем плотности, равным 103 кг/м³, то его называют аномально высоким (АВПД). Если показатель давления в пласте ниже, то его именуют аномально низким (АНПД).

Аномальное ПД находится в система изолированного типа. В настоящее время однозначного ответа на вопрос о генезисе АПД не существует, так как здесь мнения специалистов расходятся. Среди главных причин его образования находятся такие факторы, как: процесс уплотнения пород глины, явление осмоса, катагенетический характер преобразования породы и включенных в нее органических соединений, работа тектогенеза, а также наличие геотермической среды в недрах земли. Все перечисленные факторы могут становиться преобладающими между собой, что зависит от строения геологической структуры и исторического развития региона. Однако большая часть исследователей полагает, что важнейшей причиной того или иного формирования пласта и наличия в нем давления, является фактор температуры. Это основано на том, что тепловой коэффициент расширения любого флюида в изолированной породе превышает во много раз этот же показатель у минерального ряда компонентов в породе гор.

АПД устанавливается вследствие проведения бурения в различных скважинах, как на суше, так и на территории акваторий. Это связано с

постоянным поиском, разведкой и разработкой залежей газа и/или нефти. Обычно их находят в довольно большом интервале уровня глубин. Где крайне глубоко на дне, чаще можно встретить аномальное высокое пластовое давление (от четырех км и больше). Чаще всего такое давление будет превышать гидростатическое, приблизительно в 1,3 - 1,8 раз. Иногда встречаются случаи от 2 и до 2.2; в таком случаи они чаще всего не способны достигнуть превышения геостатического давления, которое оказывает вес вышележащей породы. Крайне редко можно встретить случай, в котором на большой глубине можно зафиксировать АВПД равное или превышающее значение геостатического давления. Предполагается, что это обусловлено воздействием различных факторов, таких как: землетрясение, грязевой вулкан, возрастание солянокупольной структуры.

ПД постоянно меняется по мере распространения пласта и увеличению глубины залежей нефти или газа. Также оно возрастает вследствие роста мощности водоносного горизонта. Сопоставляется такое давление только с какой-либо одной плоскостью, а именно уровнем, первоначальным положением водонефтяного контакта. Показатели таких приборов, как манометр, показывают результаты лишь для зон пониженного типа.

Если говорить конкретно о пластовом давлении скважины, то под этими словами подразумевают величину скопления полезных ископаемых, находящихся в пустотах земли. Причиной такого явления послужило случайное наличие возможности у основной части пласта выйти на поверхность. Процесс напитки пласта осуществляется, благодаря образовавшимся отверстиям.

Система поддержания пластового давления – это технологический комплекс, состоящий из оборудования, что требуется для проведения работы по подготовке, транспортировке и закачке агента, выполняющего усилие, необходимое для проникновения в пространство пласта с нефтью. Теперь перейдем непосредственно к конкретике.

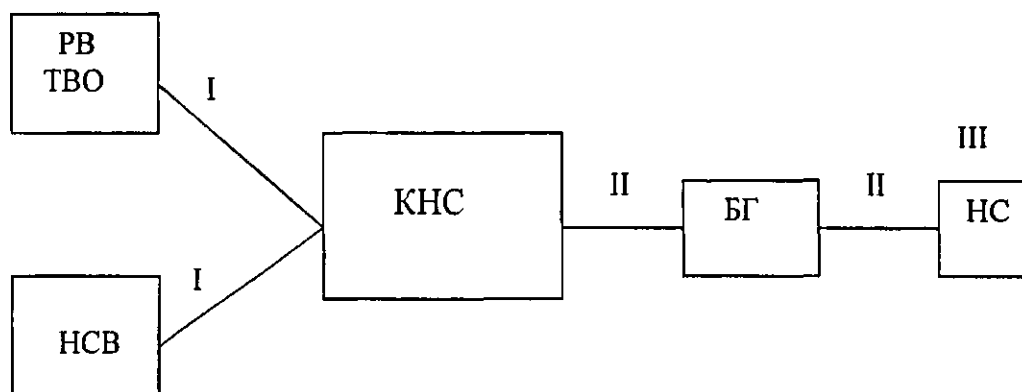
Поддержание пластового давления выполняется системой, включающей в себя:

- объекты для различного типа закачек, например воды внутрь пласта;
- подготовку всасываемой воды до состояния кондиций;
- надзор за качеством воды в системах ППД;
- слежение за выполнением всех требований к технике безопасности, а также проверку уровня надежности и герметичности в устройстве системы эксплуатации промышленного водовода;
- использование водоподготовительного цикла в замкнутом виде;
- создание возможности для изменения параметров, отвечающих за режим закачки воды из полости скважины.

Современная система ППД представляет собой сложный технологический комплекс, включающий оборудование, трубопроводные коммуникации, нагнетательные скважины. Объекты системы ППД рассредоточены на больших площадях и связаны гидродинамически в единую систему. На рисунке 2 представлена упрощенная типовая схема системы ППД.

Как показано на схеме, укрупнённо её можно разделить на 3 элемента, в том числе на кустовую насосную станцию, трубопроводные коммуникации, нагнетательные скважины.

Анализ работы системы ППД крупнейших нефтяных компаний показывает, что её эффективность в первую очередь зависит от технического уровня и режимов работы применяемых на КНС насосов. На втором месте по влиянию на эффективность системы ППД находятся техническое состояние и режимы работы нагнетательных скважин.



РВ - резервуар вертикальный; ТВО - трубный водоотделитель;

НСВ - насосная станция водоподъема; КНС - кустовая насосная станция;
БГ - блок напорной гребенки; НС - нагнетательные скважины;
I - низконапорные водоводы; II - высоконапорные водоводы;
III - нагнетательные скважины

Рисунок 2 - Типовая схема системы ППД

СППД в себе несет три основные системы: нагнетательную для скважины, трубопроводную и распределительную и по закачке агента. Также включено оборудование по подготовке агента, эксплуатируемого для проведения закачки.

Формула пластового давления: $P_{пл} = h \cdot \rho \cdot g$ (1)

где

h – это уровень высоты жидкостного столба, уравнивающего ПД,

ρ – это величина плотности жидкости внутри скважины,

g – это показатель ускорения в свободном падении m/s^2 .

Вскрытие пластов при депрессии наиболее эффективно при $K_a \leq 1$, потому что при любом виде промывочной жидкости мы неизбежно получаем загрязнение.

Практически единственным способом получения депрессии является снижение плотности промывочной жидкости. $P_c = P_{гст} + P_{гд}$ (2), $\rho_{пж}$ уменьшается.

Когда $K_a = 0,8-1,0$

Достоинства:

- Повышается скорость проходки,
- Увеличивается срок службы долота,
- Сокращение времени бурения,
- Снижение затрат,
- Отсутствие закупоривания пласта,
- Ускоренная продуктивность,
- Возможность постоянного наблюдения за пластом,
- Увеличение производительности скважины,
- Увеличение суммарной добычи,

- Уменьшение загрязнения окружающей среды,
- Повышенная безопасность,
- Сводятся к минимуму осложнения (потеря циркуляции, дифференциальный прихват инструмента, осыпание глинистых сланцев).

Недостатки:

- Высокая стоимость оборудования,
- Неустойчивость ствола скважины,
- Необходимость постоянного поддержания депрессии,
- Ограничения в использовании геофизических приборов,
- Вероятность закупоривания пласта,
- Спонтанное набухание,
- Наличие сверхпроницаемых зон,
- Невозможность должного контроля давления, Воспламеняемость,
- Коррозия

1.2. Анализ опыта поддержания пластового давления нефтедобывающих организаций

АО «Оренбургнефть» – нефтедобывающее предприятие, которое ведёт свою деятельность на 205 лицензионных участках на территории Оренбургской, Самарской и Саратовской областей. В разработке находятся 168 месторождений. Более половины всех запасов сосредоточено на 10 крупнейших месторождениях, среди них Росташинское, Сорочинско-Никольское, Гаршинское, Покровское, а также месторождения Волостновско-Землянской группы. Накопленная добыча предприятия превышает 618 млн тонн нефти.

Специалисты АО «Оренбургнефть», дочернего общества «Роснефти», провели успешные опытно-промышленные испытания инновационной технологии освоения трудноизвлекаемых запасов.

Технология заключается в термогазохимическом воздействии раствором смесей, которые, под влиянием активирующего вещества, запускают химическую реакцию внутри пласта. Под воздействием температуры снижается вязкость нефти, увеличивается её подвижность, что позволяет существенно

повысить нефтеотдачу пласта. Кроме того, резкое выделение большого количества газов вызывает изменения внутри пласта и позволяет включить в эксплуатацию участки с неподвижной или малоподвижной нефтью.

Развитие технологического потенциала – один из ключевых элементов стратегии «Роснефть-2022». Компания уделяет особое внимание инновационной деятельности и использованию прорывных цифровых и технологических подходов, определяя технологическое лидерство как ключевой фактор конкурентоспособности на нефтяном рынке.

Продолжительность эффекта после обработки призабойной зоны сохраняется более 8 месяцев. Технология была испытана на пластах Бобровского и Скворцовского месторождений и подтвердила свою технологическую и экономическую эффективность. В результате проведённых работ суммарно только на двух опытных скважинах дополнительно было получено более 2 тыс. тонн нефти.

Внедрение новых технологий для целей поддержания пластового давления. В настоящее время в НГДУ «Прикамнефть» 67% месторождений разрабатываются с применением системы поддержания пластового давления, в качестве агента закачки в основном используются как подтоварная сточная вода, так и пресная. С 2006 года для закачки стала активно использоваться минерализованная вода, добываемая из подземных водоносных горизонтов, коэффициент вытеснения нефти этим агентом на 10% больше, чем у пресной воды.

Пресная вода в целях ППД до 2007 года применялась на шести месторождениях из 14-ти. Использование пресной воды для поддержания пластового давления во многом, изначально было обусловлено следующими факторами: отсутствие экономической целесообразности организации предварительного сброса попутно добываемой воды на месторождении, так же отсутствие возможности транспортировки этой воды от других источников, из-за достаточно большой разбросанности установок предварительного сброса и подготовки воды, так же ввиду её возможной несовместимости. Пресная вода

при закачке безусловно отрицательно воздействует на продуктивные нефтеносные пласты, способствует: насыщению пластов кислородом, снижению температуры продуктивных пластов, разбуханию глинистых пород девонских отложений, снижению фильтрационных свойств пластов, заражению пластов сульфатовосстанавливающими бактериями. Основным и наиболее правильным решением в этой ситуации является перевод системы ППД на закачку через нагнетательные скважины пластовой воды, добываемой непосредственно на месторождении с помощью водозаборных скважин, то есть организация системы межскважинной перекачки (МСП). МСП так же явилось очень удобным оружием при организации ППД на удаленных от основных промысловых объектов и коммуникаций участках, где экономически крайне не выгодно организовывать традиционную систему ППД с применением КНС.

Для изменения ситуации, с целью стабилизации процесса разработки путем интенсификации геологически изолированных нефтеносных объектов и отказа от закачки пресной воды переводом закачки на систему МСП в НГДУ «Прикамнефть» в 2006 году были разработаны соответствующие мероприятия, с привлечением определенных инвестиций. В течение трех лет они были реализованы на шести месторождениях. К концу 2009 года количество участков, разрабатываемых с применением технологии МСП достигло 20-ти, а количество нагнетательных скважин, задействованных для закачки пластовой минерализованной воды уже составляет 12% от эксплуатационного фонда нагнетательных скважин.

Применение подземных вод позволяет значительно упростить общепринятые схемы внешнего водоснабжения и закачки воды в нефтяные пласты. В результате сокращается время развития мощностей заводнения, быстро достигаются необходимые объемы закачки воды, создаются условия для высоких темпов добычи нефти. Использование МСП позволяет круглогодично проводить контроль за разработкой (особенно зимой на участках где ранее велась закачка пресной воды), особенно это явно ощутимо

при разукрупнении объектов ППД, замене системы закачки насосами КНС на закачку технологией МСП.

Подобные мероприятия были реализованы на Контузлинском и Зычешском месторождениях НГДУ, здесь полностью были выведены из эксплуатации две кустовые насосные станции (КНС), оборудованные высоконапорными центробежными насосами ЦНС 63х1400.

Месторождения в полном объеме переведены на девять контролируемых через систему телеметрии установок межскважинной перекачки. Налицо явный эффект применения пластовой минерализованной воды: скважины добывающего фонда Контузлинское месторождение по истечению двух лет эксплуатации совсем не нуждаются в ремонтах, направленных на очистку ГНО от солеотложений. Плотность добываемой жидкости увеличилась, вытесняющие свойства пластовой воды однозначно ведут к стабилизации нефтеотдачи продуктивных пластов. Так же по обоим месторождениям в плане системы ППД были активно снижены эксплуатационные затраты на добычу и перекачку пресной технической воды в объеме 1000 тыс. м³ в год, сокращена покупка пресной технической воды на 500 тыс.м³ в год. Регулирование процессов разработки сильно упростилось, ввиду маневренности данного типа технологии поддержания пластового давления, появилась возможность циклировать без увеличения энергозатрат на штурмирование.

Так же активно технология межскважинной перекачки внедрялась на Первомайском месторождении, в период с 2006-2008гг внедрено пять участков в местах затрудненных для организации ППД традиционным методом и на Кадыровском месторождениях в период с 2008 по 2009 год.

Системы ППД Кадыровского месторождения полностью организована способом МСП с закачкой в восемь нагнетательных скважин, при добыче из двух доноров. В 2009 году на одном из вновь введенных участков Кадыровского месторождения реализована технология МСП совместно с одновременно раздельной закачкой (ОРЗ). Здесь пластовая высокоминерализованная вода добывается из

скважины № 2258 и через нагнетательную скважину № 2260 по двум колоннам НКТ закачивается в ранее вскрытый пласт и в приобщенные продуктивные горизонты. Эффект от внедрения этого мероприятия очевиден, это дополнительная добыча нефти.

Самый производительный узел межскважинной перекачки организован на Бахчисарайском месторождении, здесь из скважины № 3199, оборудованной установкой ЭЦНМ5А 400х850 питаются двенадцать нагнетательных скважин, суточный объем закачки достаточно большой.

Таблица 1 – Данные по месторождению

	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год
Кол-во участков МСП	1	12	1	6	3
- внедрено в год		13	14	20	23
- с начала внедрения					
Кол-во обвязанных нагнетательных скважин	2	34	3	16	10
:		36	39	55	65
- внедрено в год					
- с начала внедрения					

Все 100% участков МСП организованы по классической схеме, скважина в скважину, без применения дополнительного дожима перекачиваемой жидкостью и промежуточными насосными установками, что однозначно оптимизирует энергопотребление. Все водозаборные скважины – доноры оборудованы станциями управления ЭЦН «РУМБ» с выводом информации контроля параметров работы скважин в ТМ ППД и частично в АСУ ТП «ПроТок», 100% скважин контролируется в плане энергопотребления. Так же реализован контроль за скважинами нагнетательного фонда, здесь расход закачиваемой жидкости и давление на устье контролируется с помощью КИПиА, параметры выводятся в ТМ ППД и в АСУ ТП «ПроТок».

В 2010 году планировалось продолжать начатую работу по внедрению технологии МСП и ввести ещё три участка с организацией закачки в 10-ть нагнетательных скважин, все эти участки расположены опять же в удаленных местах, недоступных для традиционного ППД. Кроме того планируется внедр

ить схему внутрискважинной перекачки жидкости на Кадыровском месторождении.

2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАСОСОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

2.1. Общая характеристика насосов центробежных секционных

Насосы для закачки воды в нефтяные пласты в системе поддержания пластового давления являются оборудованием специального назначения и составляют отдельный класс насосного оборудования. Диапазон параметров насосов и изменяется в широких пределах. Анализ параметров серийно выпускаемых и находящихся в разработке насосов показывает, что в большинстве случаев они не соответствуют действующим стандартам, выбраны без соответствующего обоснования. Отсутствие стандартного ряда параметров насосов для систем ППД создает трудности при выборе насосного оборудования в процессе проектирования новых или реконструкции существующих объектов. Кроме того, затрудняются процесс сертификации насосов с нестандартизированными параметрами и их применение в унифицированных технологических схемах [30].

Анализ конструкций применяемого насосного оборудования для закачки воды в пласт показывает, что более 90 % насосов относятся к динамическим (центробежные, осевые). Следует только отметить, что центробежные горизонтальные насосные установки типа REDA, ГНУ, осевые насосы типа ОНС пока нашли ограниченное применение. Большинство нефтяных компаний применяют центробежные секционные насосы типа ЦНС. Кроме того, насосные установки типа REDA, ГНУ разрабатывались на базе вертикальных погружных насосов для добычи нефти. Ряд параметров данных насосных установок был принят аналогично погружным насосам [17].

Центробежные насосы подразделяются на типы и исполнения:

- по взаимному расположению рабочего колеса и опор — консольные, у которых рабочее колесо посажено на консольную часть вала, и межопорные, где рабочее колесо расположено между опорами вала;

- по соединению рабочих органов с приводным электродвигателем — с автономными опорами и моноблочные, у которых рабочее колесо посажено на вал электродвигателя;

- по расположению рабочих органов относительно уровня жидкости во всасывающей емкости — выносные и погружные, у которых рабочие органы находятся ниже уровня откачиваемой жидкости;

- по наличию уплотнения — с уплотнением и герметичные (бессальниковые);

- по положению оси вала - горизонтальные и вертикальные;

- по наличию устройства самовсасывания — самовсасывающие и несамовсасывающие.

Консольные одноступенчатые насосы — наиболее массовый тип центробежных насосов для подачи от 5 до 350 м³/ч. Консольные насосы применяют для перекачивания не только воды, но и химических и активных жидкостей, суспензий и эмульсий. Поэтому конструкции и узлы таких насосов более унифицированы и стандартизированы, чем конструкции насосов других типов. Консольные насосы для воды изготавливают по ГОСТ 22247—76Е «Насосы центробежные консольные общего назначения для воды. Технические условия».

К основным узлам лопастных насосов (являющихся общими независимо от их марки) относятся: рабочее колесо, подводящее и отводящее устройства, уплотнения, устройства для уравнивания осевых сил и подшипники. Рабочее колесо (рисунок 3) представляет собой, как правило, отливку, состоящую из основного и покрывающего дисков, между которыми отлиты лопасти, образующие межлопастные каналы.

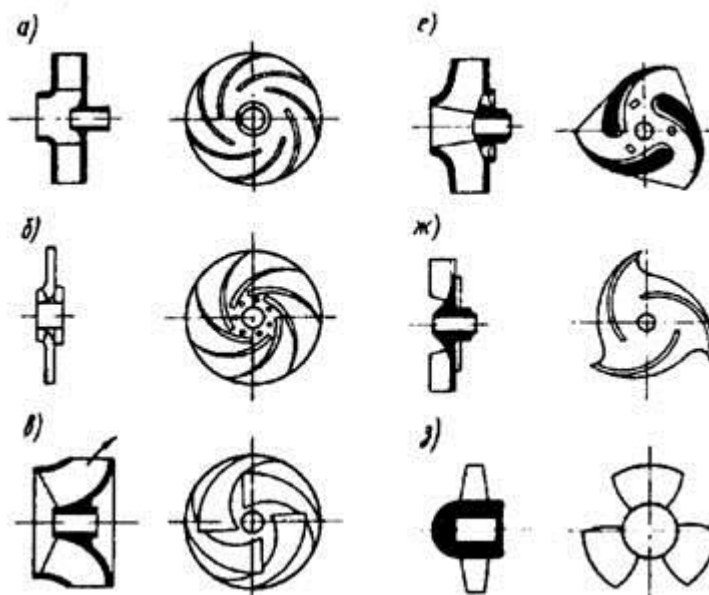


Рисунок 3 - Рабочие колеса лопастных насосов

а --

с цилиндрическими лопастями; б « с пространственными лопастями; в « диагональное; г - с одной лопастью; д « полуоткрытого типа; е - трехканальное; ж - открытого типа; з — осевого насоса; и — двухстороннего типа

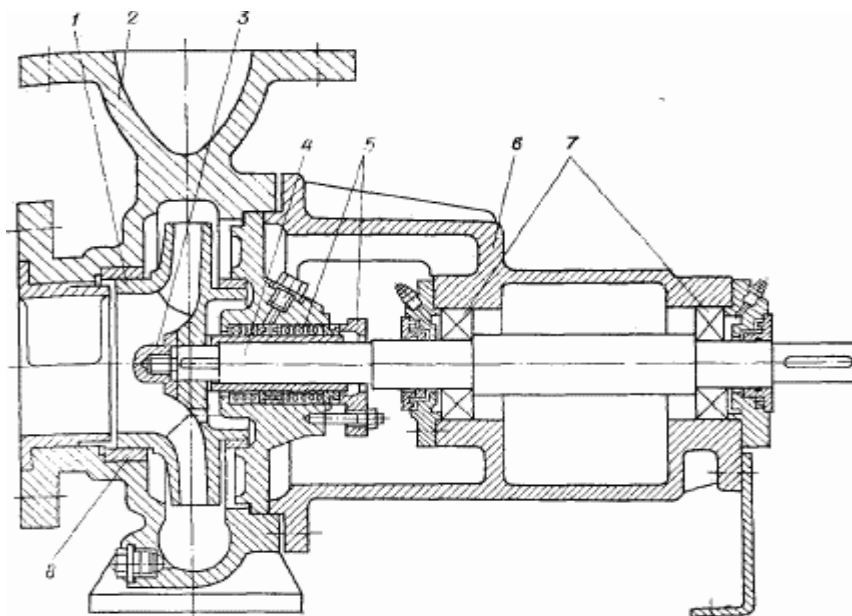


Рисунок 4 - Консольный насос типа К

1— рабочее колесо; 2 — корпус; 3 — гайка; 4 — вал; 5 — сальник; 6 — опорная часть; 7— подшипники; 8 — упорное кольцо

Промышленность выпускает насосы на отдельной стойке (рисунок 4) и моноблочные, т. е. закрепленные на опорном фланце электродвигателя. Рабочее

колесо консольного насоса закрытого типа Литое закреплено на валу. Корпус насоса спиральный литой крепится к опорному кронштейну. Вал насоса вращается в двух подшипниковых опорах. Уплотнение насоса — мягкий сальник. Насос и электродвигатель закреплены на общей фундаментной плите. Привод от электродвигателя осуществляется через упругую муфту с монтажной приставкой, что позволяет демонтировать насос без отсоединения его от трубопровода и демонтажа электродвигателя. Подвод жидкости — осевой, отвод — вертикально вверх; напорный патрубок расположен по оси насоса.

Общий вид насосного агрегата представлен на рисунке. 5.

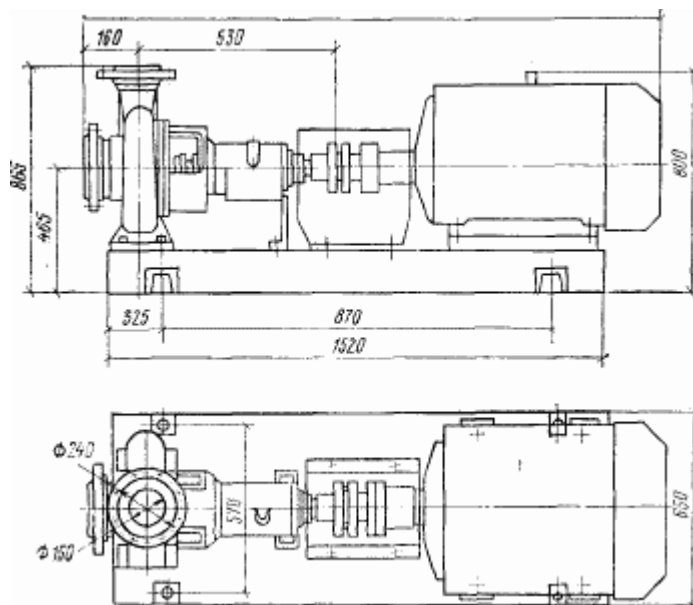


Рисунок - 5 Общий вид насосного агрегата с насосом типа К

Насосы поставляются как с монтажной приставкой, так и без нее. Насосы изготовляют шести типоразмеров — по подаче и 14 — по напору. Консольные насосы поставляются заводами, как правило, в виде насосного агрегата, т. е. смонтированными на одной плите с двигателем.

Моноблочные насосы (рисунок 6) более компактны, чем насосы на стойке, что позволяет существенно экономить площадь для их установки. Моноблочные насосы малых типоразмеров можно устанавливать без фундамента, закрепляя их на трубопроводе. Консольные насосы, изготавливаемые ранее (рисунок 7), б

были более громоздки и металлоемки, чем новые насосы. Их конструкция не позволяла производить демонтаж без отсоединения трубопровода и двигателя.

В обозначение насоса, кроме букв, входят две группы цифр. Большая буква обозначает тип насоса, малая буква — обточку рабочего колеса, первая группа цифр — подачу, $\text{м}^3/\text{ч}$, вторая группа — напор, м. После тире ставится климатическое исполнение (по ГОСТ 15150—69) и обозначение ГОСТа. Например, насос на отдельной стойке с подачей 45 $\text{м}^3/\text{ч}$ и напором 55 м обозначается так: К 45/55—У2 ГОСТ 22247—76, а моноблочный насос с теми же параметрами, но обточенными до минимального значения, обозначается так: КМ 45/55 б — У2 ГОСТ 22247—76. Ранее насосы, в том числе и консольные, обозначались через диаметр напорного патрубка и коэффициент быстроходности, при этом диаметр, выраженный в миллиметрах, делили на 4, а коэффициент быстроходности — на 10. В таблице 2 приведена сравнительная маркировка насосов типа К.

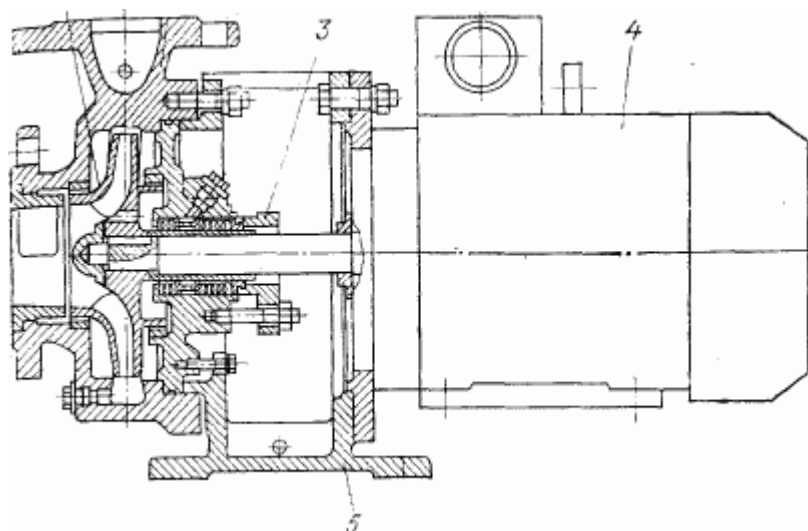


Рисунок 6 - Моноблочный насос типа КМ

1 — рабочее колесо; 2 — корпус; 3 — сальник; 4 — электродвигатель; 5 — опорная часть

Центробежные горизонтальные насосы с двусторонним подводом воды.

Насосы этого типа получили широкое распространение в системах водоснабжения и теплоснабжения. Они изготавливаются согласно ГОСТ 10272—77 «Насосы центробежные двустороннего входа. Технические условия».

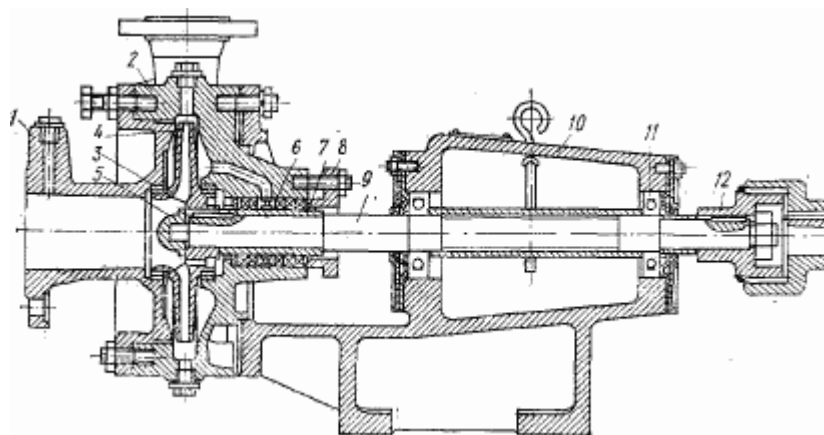


Рисунок 7 - Консольный насос типа К ранней конструкции

- 1 — крышка с входным патрубком; 2— корпус; 3— упорное кольцо; 4 — рабочее колесо;
5 — гайка; 6 — сальник; 7 — втулка; 8 — упорное кольцо сальника; 9 — вал; 10 — опорный кронштейн; 11 — подшипники; 12 — соединительная муфта

Центробежные насосы типа Д (рисунок 8) снабжены чугунным корпусом с осевым разъемом. В нижней части корпуса расположены всасывающий и напорный патрубки, направленные в противоположные стороны перпендикулярно оси насоса. Такое расположение патрубков обеспечивает компактность насосных установок, удобство расположения трубопроводов, простоту монтажа, эксплуатации и ремонта насосных агрегатов без демонтажа всасывающего и напорного трубопроводов. Благодаря двустороннему подводу жидкости к рабочему колесу уравниваются осевые усилия, возникающие при работе насоса. Стальной вал вращается в шариковых подшипниках, установленных на выносных опорах, против часовой стрелки (если смотреть со стороны муфты). Уплотняющие кольца —

чугунные и легко снимаются. В сальниках насоса предусмотрено гидравлическое уплотнение, в которое вода подается по трубкам из спиральной камеры насоса. Муфта с упругими вкладышами служит для соединения насоса с электродвигателем.

Таблица 2 – Обозначение муфт

Прежнее обозначение	Обозначение по ГОСТ 22247-76	Прежнее обозначение	Обозначение по ГОСТ	Прежнее обозначение	Обозначение по ГОСТ
---------------------	------------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

			22247—76		22247—76
1 1/2К-6	К 8/18	-	К 45/85	6К-12	К 160/20
2К-9	К 20/18	4К-18	К 90/20	6К-8	к 160/30
2К-6	К 20/30	4К-12	К 90/35	8К-12	К 290/18
3К-9	К 45/30	4К-8	К 90/55	8К-6	К 290/30
3К-6	К 45/55	4К-6	К 90/85	-	-

Для систем теплоснабжения применяют насосы двустороннего входа типа СЭ. По конструкции они близки к насосам типа Д, но отличаются тем, что могут перекачивать воду с температурой до 180 °С. Для охлаждения подшипников и сальников предусмотрены водяные рубашки, питаемые охлаждающей водой. Эти насосы имеют относительно высокий напор (70—160 м). Основные параметры этих насосов регламентированы ГОСТ 22465—77. Обозначаются насосы типа Д и СЭ по такому же принципу, что и насосы типа К, например, Д 1250/40. Насосы типа Д поставляются как в виде насосных агрегатов (с подачей до 1600 м³/ч), так и отдельно (более крупные насосы).

Одноступенчатые вертикальные центробежные насосы для воды. Крупные одноступенчатые вертикальные насосы (рис. 6) применяются для установки в заглубленных насосных станциях в целях сокращения их площади и стоимости зданий.

Корпус вертикального насоса спиральный с разъемом в горизонтальной плоскости. Насос соединен с электродвигателем вертикальным промежуточным валом. При большой длине вала через каждые 1,5—2,5 м устанавливают направляющие подшипники, укрепленные на вертикальной ферме. Осевые усилия, возникающие в насосе, воспринимаются пятой электродвигателя.

Основные параметры центробежных вертикальных насосов регламентированы ГОСТ 19740—74 «Насосы центробежные вертикальные». Согласно этому ГОСТу вертикальные насосы должны изготавливаться с подачей от 1,6 до 35 м³/с и напором от 22 до 105 м.

К настоящему времени освоено изготовление вертикальных насосов с подачей до 16 м³/с.

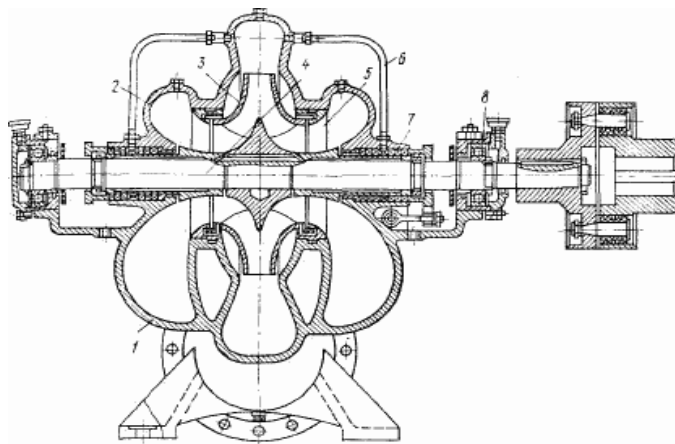
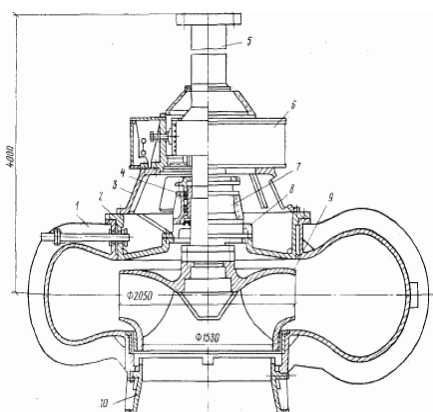


Рисунок 8 -

Центробежный насос с двусторонним подводом воды к рабочему колесу (тип Д)

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — рабочее колесо; 4 — вал; 5 — защитно-уплотняющее кольцо; 6 — трубки для подвода воды к сальникам; 7 — сальник; 8 — подшипник



Рисунок

9

- Крупный вертикальный центробежный насос
1 - Корпус; 2~ крышка; 3 — опора подшипника, 4 — сменная втулка; 5 — вал; 6 — узел под-«пника; 7 — узел уплотнения; 8 — уплотнение; 9 — рабочее колесо; 10 — подводящий конус

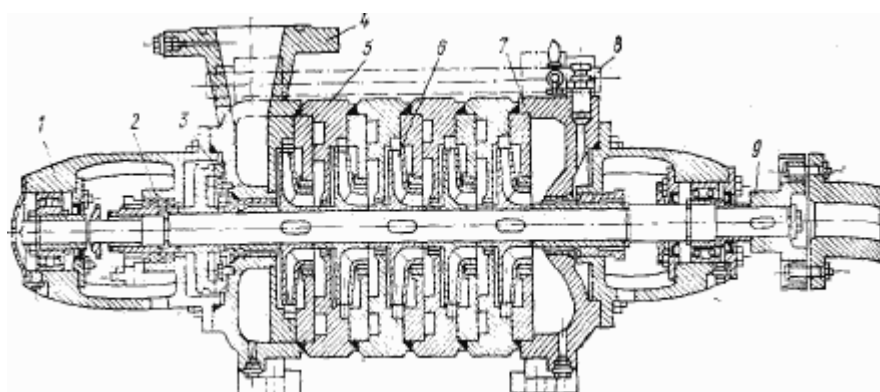


Рисунок 10 -

Продольный разрез многоступенчатого насоса секционного типа

1 — корпус подшипников; 2 — сальник; 3 — гидропята; 4 — напорный патрубок; 5 — секции; 6 — рабочие колеса; 7 — крышка камеры всасывания; 8 — стяжной болт; 9 — упругая муфта

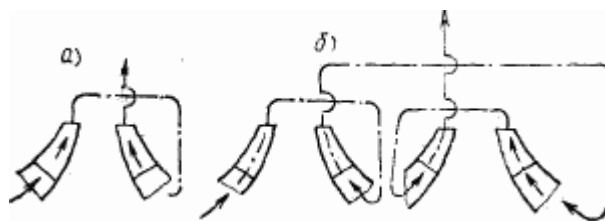


Рисунок 11 -

Схема потока жидкости в многоступенчатых насосах спирального типа

Многоступенчатые горизонтальные насосы. Многоступенчатые центробежные насосы развивают большие напоры при относительно небольших подачах. Различают многоступенчатые насосы секционного и спирального типа. В секционном насосе жидкость поступает последовательно из одного колеса в другое через направляющие аппараты, которые имеются в каждой секции. Корпус многоступенчатого насоса секционного типа состоит из отдельных секций и двух крышек, соединенных стяжными болтами (рис. 9). Осевое давление в многоступенчатых насосах секционного типа воспринимается гидравлической пятой. Рабочие колеса и направляющие аппараты изготовляют обычно из чугуна, уплотняющие кольца — из бронзы, вал — из стали.

ГОСТ

10407—

70 «Насосы центробежные многоступенчатые секционные» регламентирует параметры двух групп секционных насосов типа ЦНС с подачей от 8 до 850 м³/ч: нормальной и высоконапорной. Насосы нормальной группы развивают напор от 50 до 1440 м, а высоконапорной — от 600 до 1900 м.

В обозначение насоса входят две группы цифр. Первая группа цифр обозначает подачу, м³/ч, вторая группа цифр — напор, м, далее следует название ГОСТа, например ЦНС 60—100

ГОСТ

10407—

70. Ранее секционные многоступенчатые насосы обозначались буквами МС. К недостаткам секционных многоступенчатых насосов относятся большие осевые усилия, низкий КПД (0,6—0,75) и сложность изготовления, сборки и разборки.

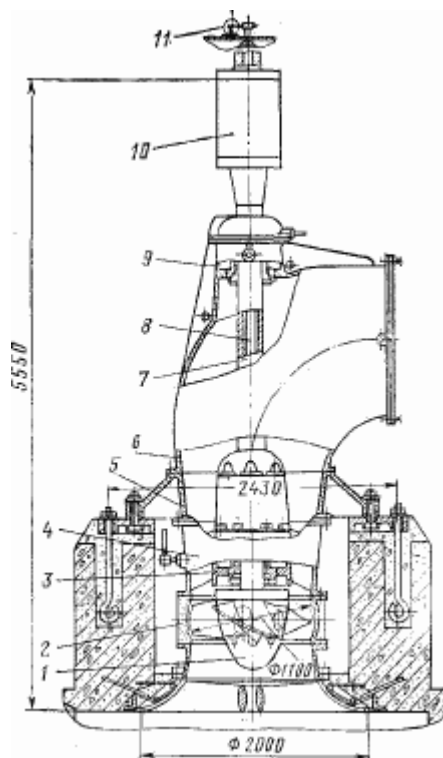


Рисунок 12 - Осовой насос типа ОП

- 1 — рабочее колесо; 2 — камера; 3 — нижний подшипник; 4 —
выправляющий аппарат; 5 — диффузор; 6 — отвод; 7 — вал;
8 — шток управления поворотом лопастей;
9 — верхний подшипник; 10 —
электропривод механизма поворота лопастей; 11 —
указатель угла разворота лопастей;

Многоступенчатые насосы спирального типа конструктивно более совершенны и обладают более высоким КПД, чем секционные насосы. Насосы спирального типа изготавливают двух- и четырехступенчатыми. На рис.8, а показана схема движения жидкости в двухступенчатом насосе спирального типа, а на рис. 8,б — в четырехступенчатом. Как видно из схемы, колеса расположены таким образом, что осевые давления частично уравниваются. В двухступенчатых насосах жидкость поступает из одного колеса в другое по внутреннему перепускному каналу. В четырехступенчатых насосах жидкость поступает последовательно из первого колеса во второе, третье и четвертое по перепускным каналам или по наружной перепускной трубе. Корпус двухступенчатого насоса спирального типа имеет горизонтальный разъем, что дает возможность осматривать и ремонтировать насос, не демонтируя прилегающий трубопровод. Остаточные осевые у

силия в таких насосах воспринимаются упорными или радиально-упорными подшипниками. Двухступенчатые спиральные насосы используют в основном в качестве конденсатных насосов на ТЭС. Многоступенчатые центробежные насосы спирального типа по сравнению с секционными обладают рядом преимуществ: более высоким КПД (0,75—0,78), уравновешенным осевым давлением, простотой сборки и разборки, отсутствием направляющих аппаратов, что позволяет значительно обтачивать колеса без заметного снижения КПД.

Кроме горизонтальных многоступенчатых насосов, изготавливают секционные многоступенчатые насосы с вертикальным валом, но они предназначены в основном для подачи воды из скважин.

Исходя из конструктивных особенностей, корпус имеет такое строение:

- задний и передний держатель;
- крышек для нагнетающих и всасывающих систем, в этих крышках расположена смазка;
- корпусов и крышек направляющих аппаратов, для их соединения используются стягивающие булавки.

На вал ротора установлены втулка, гидропятный диск, полумуфта, элементы для регулировки и рабочие колеса (рубашка вала). Для их фиксации и стяжки применяются специальные гайки. Асинхронный электродвигатель приводит в движение такое оборудование через муфту. В корпусе предусмотрена охлаждающая полость, с помощью которой происходит охлаждение подшипников.

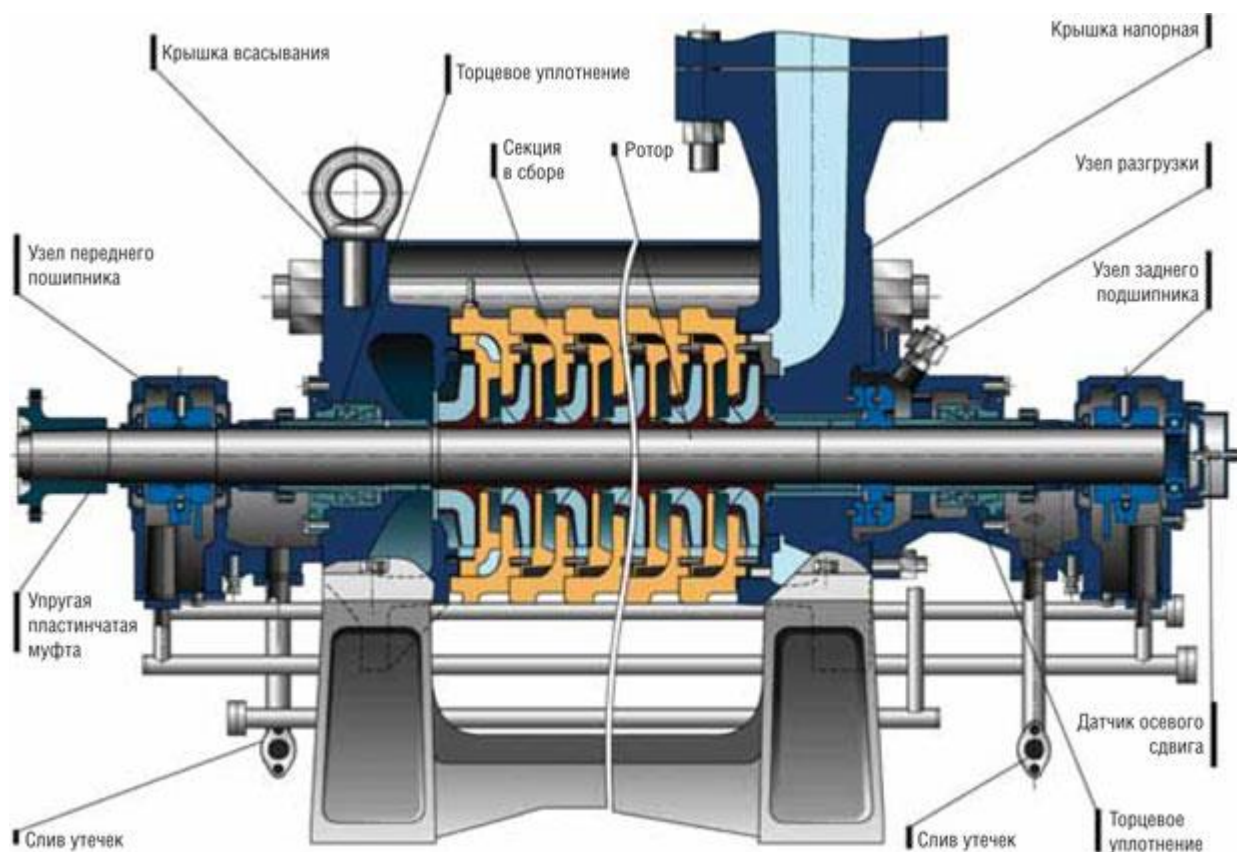


Рисунок 13 - Устройство центробежного секционного насоса

Для стабильной долговременной работы чугунный центробежный ЦНС насос необходимо подпитывать подпором 2-6 метров. Без такого подпора будет происходить быстрое разрушение этих насосов за счет кавитации. Если температура воды увеличилась свыше $+45^{\circ}\text{C}$, необходимо пропорционально увеличить подпор.

В системе ППД широко применяются центробежные насосы типа ЦНС для закачивания в нефтеносные пласты агрессивных нефтепромысловых вод плотностью до 1200 кг/м^3 , в том числе с сероводородом, с температурой до 80°C .

Центробежные насосы типа ЦНС180:

1) (высоконапорные) предназначены для нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления. Конструкция насосов типа ЦНС180 разработана с учетом создания на одной корпусной базе трехмодификаций с давлением нагнетания 9,5-19 МПа.

2) допускают изменение рабочей характеристики посредством уменьшения числа ступеней (не более 2) с установкой проставочных втулок, без изменения привязочных размеров, с обязательной динамической балансировкой ротора.

Производители насосов кроме усовершенствования узлов и механизмов также проводят исследования по выявлению наиболее целесообразных марок сталей. Насосы типа ЦНС доступны в трех вариантах материального исполнения: обычном, коррозионностойком и износостойком. В первом случае, проточная часть и детали щелевых уплотнений изготавливаются из стали типа 20Х13 и 30Х13. Входные и напорные крышки — из стали 25Л с коррозионно-стойкими наплавками, вал — сталь 40ХФА. Такой насос применяется в основном для перекачки чистой воды без содержания сероводорода.

Плавное регулирование подачи без снижения КПД за счет частотного регулирования. Перекачивание различных жидкостей, технологических и агрессивных растворов. Легкость в обслуживании оборудования для ППД. Возможен подбор индивидуального режима работы скважины.

2.2. Методы подбора насоса для поддержания пластового давления

Правильный подбор насоса для существующей гидравлической сети является одним из ключевых факторов для обеспечения надежной работы оборудования. Несоответствие параметров насоса параметрам сети (требуемый объем закачки, фактическое сопротивление водоводов, требуемая величина поддерживаемого пластового давления) приводит к работе насоса на нерасчетных режимах, характеризующихся возникновением кавитационных явлений, повышенной вибрацией, низким КПД (рисунок 14). Такие режимы эксплуатации неизбежно приводят к усиленному износу и последующему аварийному отказу оборудования

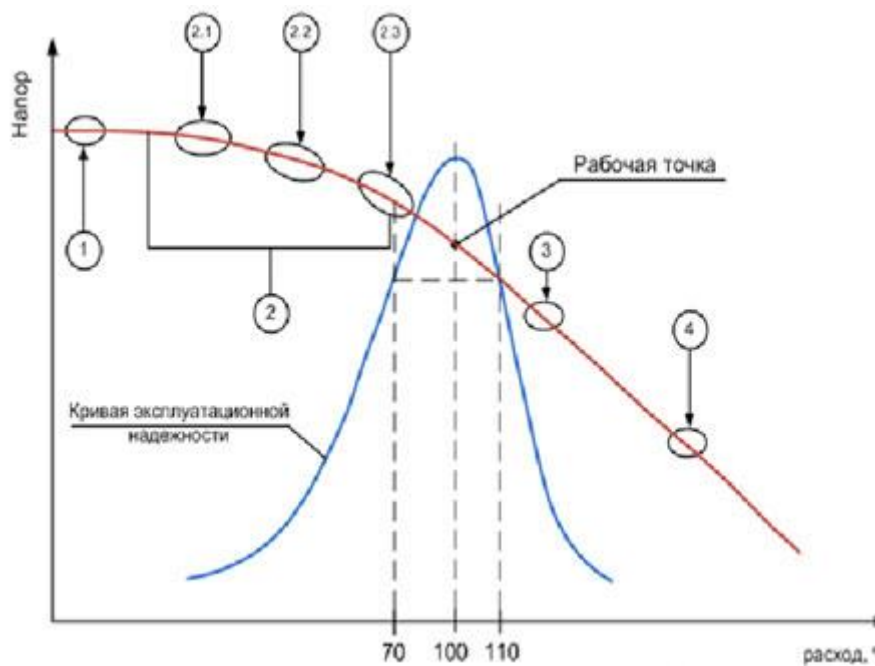


Рисунок 14 -

Возникновение негативных эффектов при работе на различных участках рабочей характеристики.

1. Значительное повышение температуры.

2. Снижение ресурса работы подшипников и уплотнений из-за вибрации, вследствие:

2.1 Возможной кавитации.

2.2-

2.3 Возникновения рециркуляции потока на входе и выходе рабочего колеса.

3. Снижение ресурса работы подшипников и уплотнений из-за вибрации, вызванной отрывом потока в проточной части.

4. Кавитация, перегрузка электродвигателя.

Оборудование с параметрами, несоответствующими гидравлической сети, не должно допускаться к эксплуатации, а случаи неправильного подбора насосов необходимо своевременно выявлять.

Стоимость перерасходованной электроэнергии, а также затраты на ремонт и демонтаж оборудования очень часто в таких случаях намного превосходят стоимость самого насоса. Для решения этой проблемы ОАО "СЗ Насосэнергомаш", входящее в "Группу ГМС", предлагает услуги по подбору оборудования и полную гамму насосов с параметрами по подаче от 30 до 800 м³/ч и напору до 2300 м. (рисунок 15).

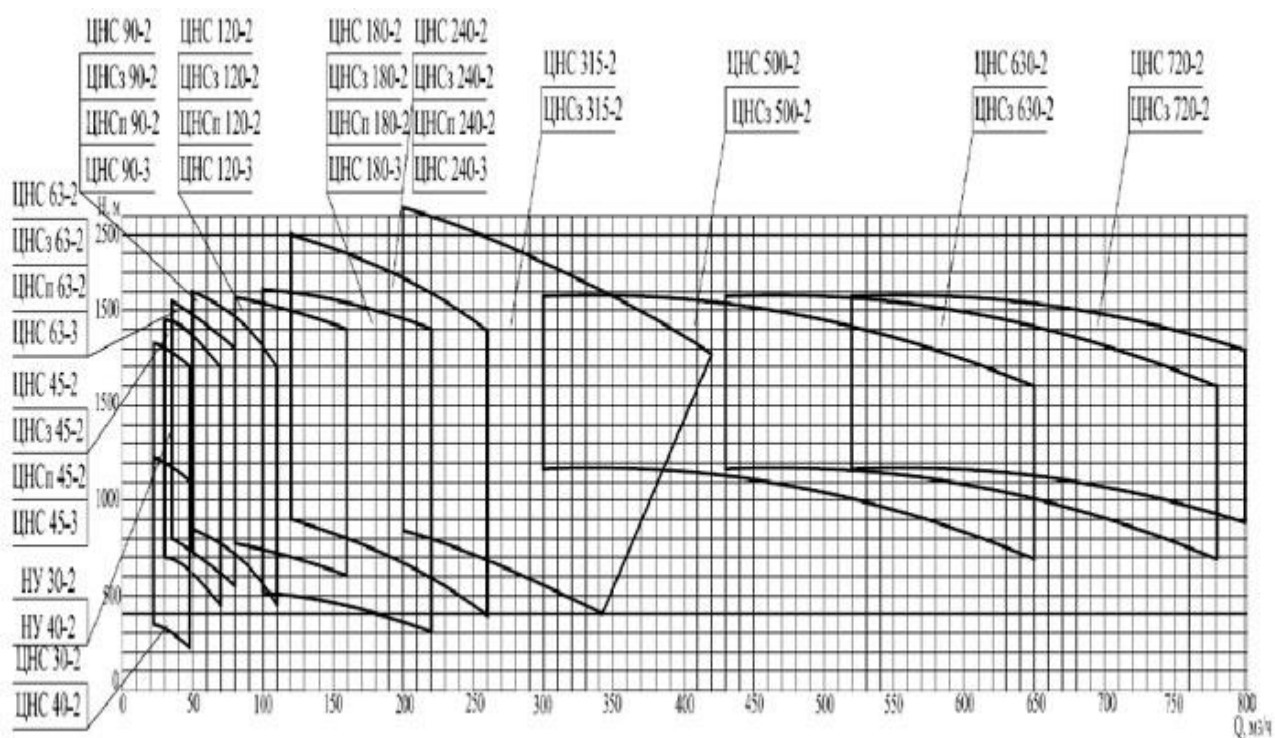


Рисунок 15 - Поля параметров насосов типа ЦНС для систем ППД.

Определяющим фактором повышения эффективности и снижения удельных затрат электроэнергии на закачку воды в нефтяные пласты является правильный выбор характеристики насосов в соответствии с требованиями технологического регламента системы поддержания пластового давления.

При выборе оптимального режима работы системы ППД управляющими воздействиями являются:

- изменение характеристики работающих насосов в пределах рабочей зоны;
- изменение количества работающих насосов;
- регулирование расхода и давления жидкости, подаваемой в блок напорной гребенки или закачиваемой в отдельную скважину.

Существуют различные методы оптимизации работы системы ППД [51]. Однако применение их возможно в ограниченном диапазоне. Например, в методике [7] рассматривается только оптимальное давление нагнетания насосов КНС с точки зрения снижения энергетических затрат без учета обеспечения оптимизации распределения жидкости по скважинам. Методики [5] разработаны при

менительно к технологической схеме системы ППД НГДУ «Мамонтовнефть» и предприятий ОАО «Татнефть».

Методика выбора насосного оборудования для закачки воды в пласт в системе ППД определяет порядок проведения работ по выбору насосного оборудования при реконструкции существующих и проектировании новых объектов системы [19].

Методика позволяет определить типоразмер насоса и время его работы в сутки по критерию минимальных суммарных энергозатрат в системе «КНС - трубопроводные коммуникации - нагнетательные скважины». Все расчеты производятся в пределах рабочей зоны характеристик насосов.

Несмотря на наличие на объектах ППД систем подготовки и очистки воды часто не соблюдаются требования, предъявляемые к качеству перекачиваемой среды по содержанию твердых включений и химическому составу. Практически 90% насосов работают без приемных фильтров и других приспособлений для очистки перекачиваемой среды на входе. Эти факторы приводят к износу проточной части насосов и быстрому выходу из строя наиболее уязвимых элементов: торцевых уплотнений, узла разгрузки осевой силы (гидропяты), а также износу переднего и заднего уплотнений рабочего колеса, что резко снижает как рабочие параметры насоса, так и приводит к аварийным отказам.

Частично решить эти проблемы может комплектация насосов устройствами очистки жидкости - гидроциклонами (рис.3), с целью обеспечения постоянного притока очищенной жидкости в торцевые уплотнения и узел гидропят. Для уменьшения износа щелевых уплотнений рабочего колеса на уплотнительные поверхности наносятся износостойкие и коррозионностойкие наплавки. Также наплавляются поверхности корпусных деталей в местах наиболее вероятного эрозийно-коррозионного износа.

Проточная часть насоса может быть выполнена в трех исполнениях:

- обычное из стали 20Х13,

- изнасо-
коррозионностойкое из сталей типа КС14, ВНЛ для жидкостей с содержанием сероводорода до 100 мг/л,

- изнасо-
коррозионностойкое из стали 12Х18Н12М3ТЛ для жидкостей с содержанием сероводорода до 300 мг/л.



Рисунок 16 - Пример установки в насосе устройств очистки жидкости.

Совершенствование конструкции насоса и его узлов Как было сказано выше, одними из наиболее уязвимых элементов насоса являются торцевые уплотнения и узел разгрузки гидропаты. Именно они в первую очередь снижают время безаварийной работы и определяют количество и периодичность текущего ремонта. Если проблемы с торцевыми уплотнениями можно частично решить путем обеспечения его работы на очищенной с помощью гидроциклонов жидкости, то в узле разгрузки присутствует еще и механический износ колец, который возникает на переходных режимах работы насоса, в первую очередь, при пусках и остановках. Для решения данной проблемы предлагается комплектовать насос дополнительным отжимным подшипником (рисунок 17), который обеспечивает постоянный гарантированный зазор между кольцами гидропаты (рисунок 18а).

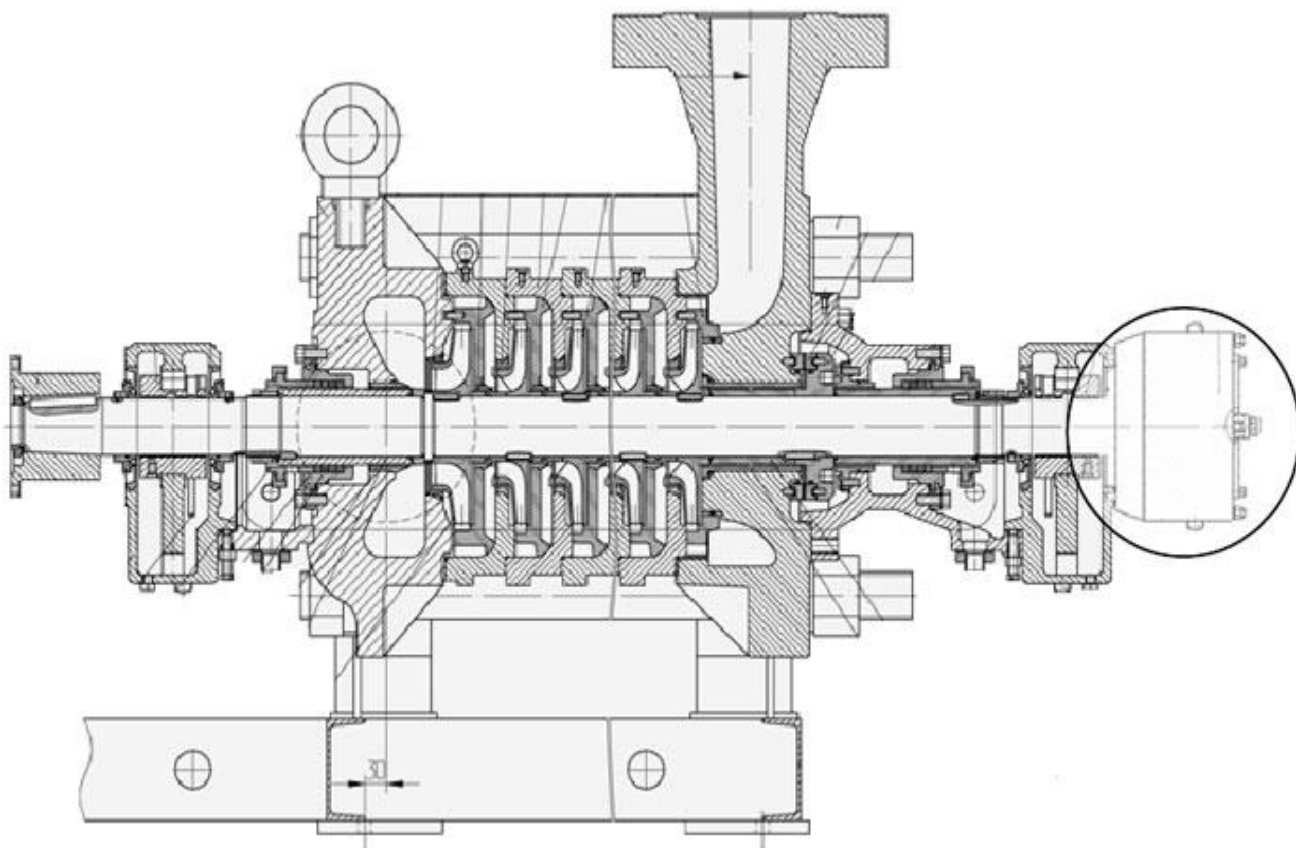
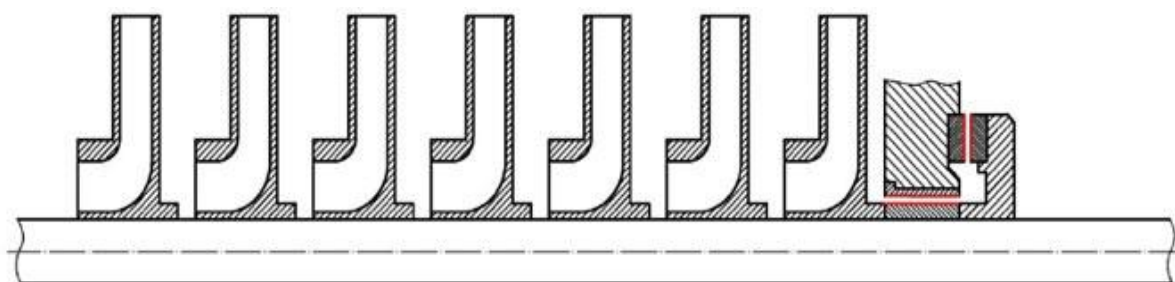


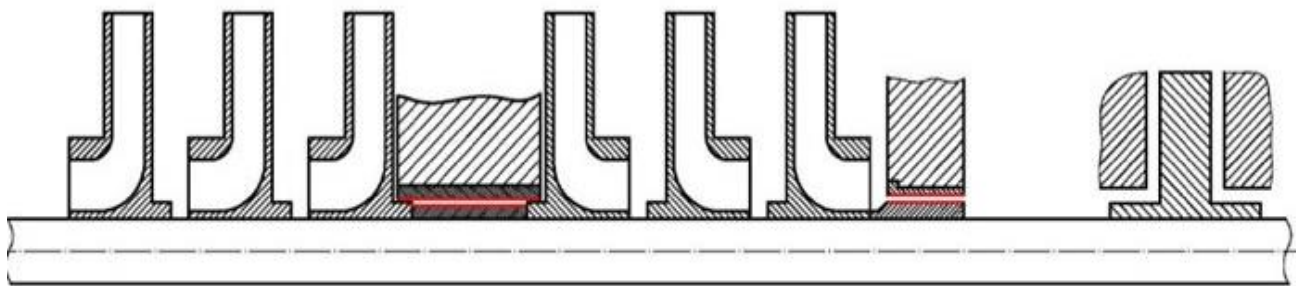
Рисунок 17 - Насос типа ЦНСз с отжимным подшипником.

Кардинальный метод повышения ресурса работы узла разгрузки осевой силы

это отказ от использования гидропаты за счет применения в насосе конструктивной схемы со встречным расположением рабочих колес, так называемой схеме "спина к спине" (рисунок 18 б), при которой осевая сила практически полностью уравнивается, а остаточное неуравновешенное усилие воспринимается подшипником типа "Митчелл". Данные насосы поставляются компанией ОАО "Группа ГМС" под маркой ЦНСп (рисунок.18).



а)



б)

Рисунок 18 - Конструктивные схемы насосов:

а) с последовательным расположением рабочих колес и гидропоятой,

б) со встречным расположением рабочих колес и подшипником "Митчелл

".



Рисунок 19 -

Насос типа ЦНС π со встречным расположением рабочих колес

На настоящий момент на большинстве объектов ППД используется система планово-предупредительных ремонтных работ, которые осуществляются в соответствии с регламентами через установленные промежутки времени, независимо от фактического состояния деталей и узлов насоса. Это, несомненно, позволяет предупредить отказ всего насоса из-за выхода из строя какой-либо лимитирующей ресурс детали, но влечет недоиспользование индивидуальных ресурсов большинства остальных деталей и выполнение неоправданно большого объема ремонтных работ.

Более прогрессивным является переход к системе ремонта по состоянию, которая характеризуется постоянным проведением непрерывного или периодического контроля и измерения параметров, определяющих техническое состояние деталей, для обеспечения заданного уровня их надежности при эксплуатации и более полного использования индивидуальных ресурсов. Ремонт осуществляется только тогда, когда значение параметра, определяющего техническое состояние детали, приближается к предельному. Основной проблемой внедрения такой системы является оснащение систем агрегатов дополнительными системами мониторинга и приборами КИП, а также необходимость наработки определенной базы данных для прогнозирования того или иного отказа. По требованию Заказчика ОАО "Группа ГМС" комплектует насосные агрегаты системами мониторинга (рисунок 20).

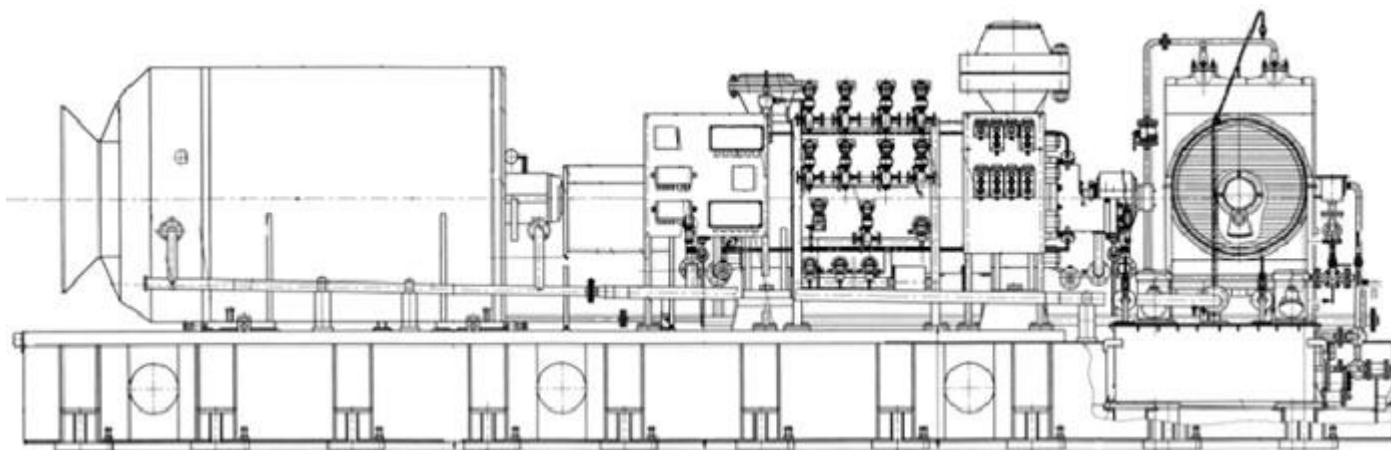


Рисунок 20 - Электронасосный агрегат ЦНС500-1900 на общей раме (исполнение "Skids"), оснащенный системами мониторинга

Таким образом, мероприятия по обеспечению надежности насосного оборудования систем ППД будут эффективными только при тесном сотрудничестве производителя насосов и эксплуатирующей организации.

3. АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ИЛИ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ НАСОСОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

3.1. Причины выхода из строя (снижения эффективности) насосов центробежных секционных для поддержания пластового давления

В течении 2018 года на месторождениях Западной Сибири в качестве сотрудника ремонтной бригады на аутсорсинге было обследовано более 100 насосов различных производителей с различными характеристиками.

Выводы обследования представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Причины выхода из строя

Причины	Количество в %
Заводской брак	10
Нарушение режима эксплуатации	29
Неправильный подбор оборудования	23
Нарушения технологии ППД	10
Механические повреждения примесями жидкости для закачки	28

Как видно из Таблицы 3 и графика на рисунке 21 заводской брак и нарушения технологии ППД занимают последние места. Не всегда заявленные характеристики совпадают с указанными в технической документации [Приложение Б].

Отсюда возникает следующая проблема неправильного подбора оборудования. Которая связана с неправильной эксплуатацией.

Около 30 % обследованных насосных агрегатов работают в циклическом режиме закачки воды в пласт. При циклическом режиме закачки воды в начальный период насосы работают с низким напором, и для вывода в системе ППД на расчётный режим требуются повышенные расходы.



Рисунок 21 – Причины выхода из строя насосов ЦНС

В процессе проведения технического аудита и при организации эксплуатации насосных агрегатов или при оценке энергетического совершенства насоса предлагается определять удельные затраты электроэнергии по зависимости [7]:

$$E_{уд} = N/G \quad (2)$$

где N - мощность, потребляемая насосом;

G - массовый расход жидкости, $G = Q \cdot \rho$;

Q - подача насоса;

ρ - плотность жидкости.

На рисунке 22 представлен график зависимости $E_{уд}$ от подачи Q и напора H для насосов.

В процессе мониторинга изменения технических характеристик насосного агрегата по каналам телемеханики предлагается использовать зависимость:

$$E_{уд} = E/V \quad (3)$$

где

E

-

расход электроэнергии за определенное время работы НА, например в

течение суток, кВт • ч,

V - объем закачиваемой в пласт жидкости за то же время работы, м.

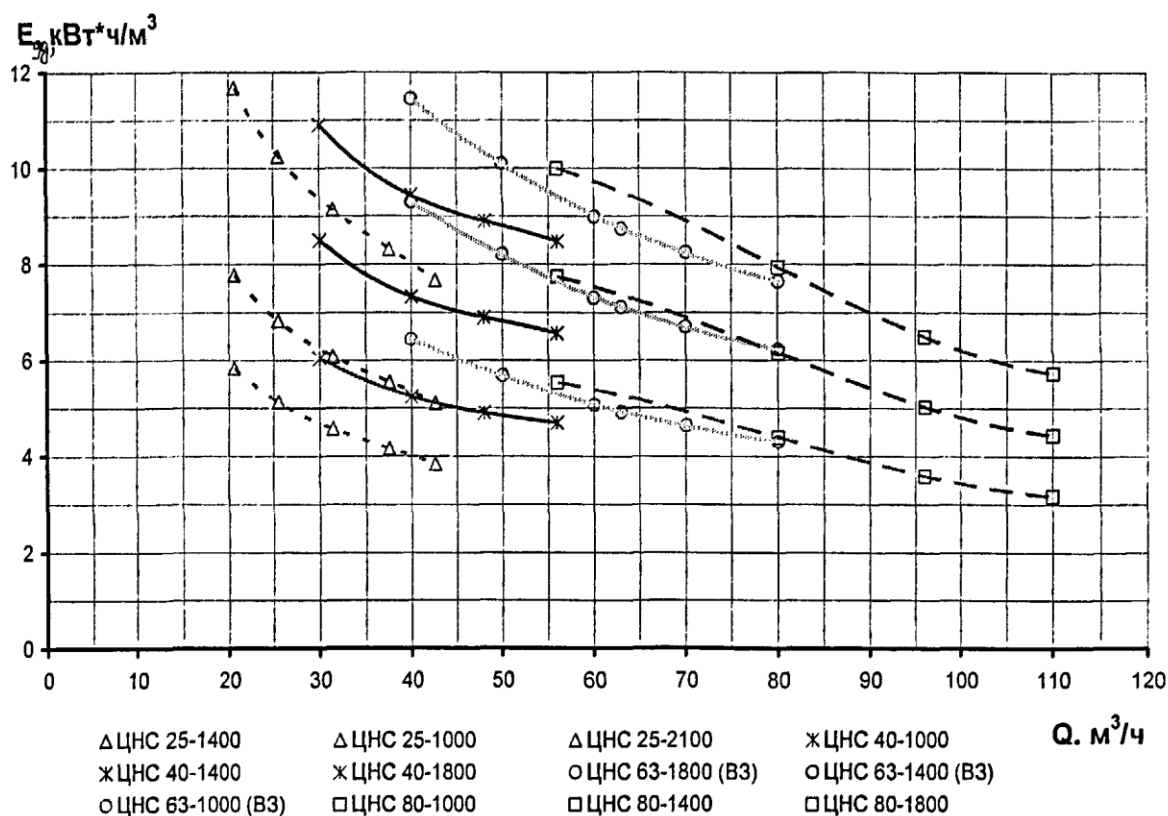


Рисунок 22 -

График зависимости Еуд от подачи Q для насосов типа ЦНС 25, 40, 63, 80 при различных значениях напора Н

На рисунке 23 представлена зависимость удельных затрат электроэнергии от наработки для насосов ЦНС 63 и ЦНС 180, находящихся в эксплуатации, и для перспективных насосов.

В зависимости от характера параметров системы процесс вывода на режим может продолжаться до 8... 12 часов. Поэтому на насосных станциях для циклической закачки жидкости целесообразно применение насосов с более крутой формой напорной характеристики и большим диапазоном рабочей зоны. Это позволяет сократить время выхода системы ППД на режим и ограничивает величину дросселирования жидкости на напорном трубопроводе с целью регулирования характеристики насоса.

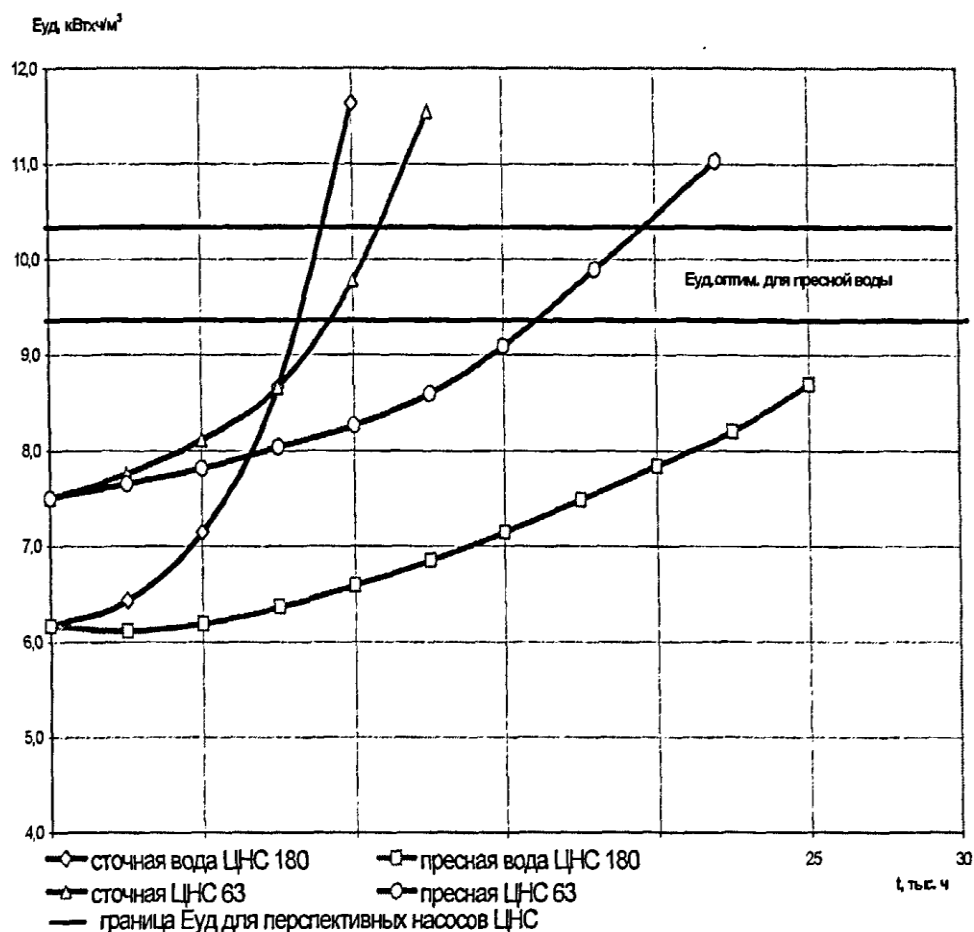


Рисунок 23 - График зависимости Еуд от наработки насоса ЦНС

Отсутствует определенная закономерность установления диапазона и границ рабочей части характеристики насосов. Например, для насоса ЦНС 45-1900 изменение к.п.д. в рабочей части характеристик составляет от 7,4 в правой части до 26,3 % в левой части, и основная часть снижения к.п.д. находится в левой части характеристики. При этом практически не используется часть характеристики с максимальной величиной к.п.д., т. к. она находится за пределами рабочей части. Удельные энергетические затраты на закачку воды в пласт (Еуд) в рабочей части характеристик изменяются от 6,2 до 17,2 кВт'ч/м.

У насосов ЦНС 45-1900, ЦНС 63-1800, ЦНС 90-1900, ЦНС 180-1900 оптимальная точка характеристики находится за пределами рабочей части.

Насосы эксплуатируются за пределами рабочей характеристики. Установлено, что в из 26 насосов в левой части характеристики работают 4 насоса (15 %), 12 насосов (46 %) работают за пределами правой части характеристики. из 64 ЦНСА за пределами правой границы характеристики работают 40 насосов (62,5 %).

%). При этом нагрузка на валу насоса не превышает допустимой величины, насосы работают без кавитации. Выбор режимов работы ЦНСА обоснован стремлением достичь минимальных величин $E_{уд}$ за счёт использования оптимальной части характеристик насосов. Однако техническая документация на насос регламентирует эксплуатацию насоса строго в рабочей части характеристики. Гарантийные обязательства завода-изготовителя выполняются только при соблюдении требований технической документации.

Результаты выполненного анализа позволяют:

- оценить современное состояние технического уровня и эффективности применения насосного оборудования системы ППД;

-

определить основные направления работ по повышению эффективности работы системы ППД путем совершенствования характеристик и технического уровня насосов ЦНС.

Основное отрицательное влияние на технико-экономические показатели работы насосного оборудования оказывает геологическая группа осложнений, а именно: свободный газ, связанная вода, отложения солей и парафинов, пескопроявление - механические примеси. Природа и особенности данных осложнений формируются в результате образования нефтегазовой залежи и активно проявляются при взаимодействии добываемого флюида с промысловым оборудованием.

Осложнения в нефтедобыче могут проявляться либо изначально с периодом разработки, либо возникать на определённых периодах, при этом на завершающих стадиях жизненного цикла месторождения осложнения неизбежны. Отмечено, что состав осложнений как системная группа индивидуален по отношению к конкретному месторождению.

Представляется целесообразным выделить влияющие среды по уровню сложности состава и структуры:

- водные системы (истинные растворы) – простейшие однородные системы;
- водные коллоиды - двухуровневые системы (вода – коллоид), в которых присутствуют дефектные области – границы раздела вода – коллоид;
- многокомпонентные системы высшего уровня сложности – осложненные нефтяные флюиды (нефть с АСПО, минеральными солями, водо-нефтяными эмульсиями и др.).

Приведенная Ушаковым А.В. систематизация позволяет описывать среды как дефектные структуры:

- водные системы - условно однородные и бездефектные;
- водные коллоиды - неоднородные по плотности и составу, дефектность – границы раздела коллоидная частица - среда;
- осложненные нефтяные флюиды (ОНФ-системы) – высоконеоднородные по плотности и составу, дефектность – границы раздела частица - среда.

По химическому и физико-химическому состоянию компоненты осложненных нефтяных флюидов разнообразны – истинные растворы (соли в воде), коллоидные системы, минеральные дисперсные системы, конденсированные углеводороды и иные варианты.

3.2. Пути решения выявленных проблем

Модернизация всех объектов и приведение их к идеальным условиям работы в краткосрочный период – задача весьма капиталоемкая. В то же время текущие режимы работы насосных установок подвержены изменениям, вследствие чего даже правильно подобранное при проектировании оборудование в реальных условиях работает неэкономично и требует применения альтернативных методов повышения эффективности.

На основании вышеизложенных проблем предлагается рассмотреть существующие альтернативные способы повышения эффективности работы насосных установок:

- замена электродвигателя на двигатель с меньшей частотой вращения;
- снятие одного или нескольких рабочих колес в многоступенчатых насосах;
- расточка (подрезка) рабочих колес.

Рассмотрим подробнее два последних способа, так как их применение требует большего практического опыта.

При снятии рабочих колес в многоступенчатых насосах необходимо руководствоваться тем, что общий напор, создаваемый насосом, делится поровну на число рабочих колес. Вместо колес устанавливаются промежуточные распорные втулки с размерами, равными ступицам рабочих колес. Не заменяются втулками первое и последнее рабочие колеса, а также два колеса подряд. Также отметим, что при снятии рабочих колес у насоса необходимо определить целесообразность замены установленного электродвигателя на электродвигатель меньшей мощности. Данный вопрос решается в зависимости от фактической загрузки электродвигателя.

Исходя из имеющегося практического опыта применения электродвигателей на объектах Западной Сибири можно сделать следующие выводы:

- замена электродвигателей, загруженных на 70% и более, нецелесообразна;
- замена электродвигателей, загруженных менее чем на 45%, целесообразна при условии наличия в обменном фонде оборудования с меньшей мощностью;
- целесообразность замены электродвигателей, загруженных в пределах от 45 до 70%, определяется расчетом по суммарным потерям активной мощности до и после замены.

При расточке рабочего колеса необходимо руководствоваться зависимостью, которая справедлива при условии сохранения постоянной частоты вращения насоса [4]:

$$H_1 / H_2 = D_1^2 / D_2^2 \quad (4)$$

где H_1 и D_1 – напор и диаметр расточенного колеса;

H_2 и D_2 – напор и диаметр нормального колеса.

Уменьшение диаметра рабочего колеса допускается в пределах 10-15% от первоначальной величины. При дальнейшем уменьшении диаметра резко падает КПД насоса.

Успешное достижение экономичной работы насосного агрегата во многом определяется снижением потерь в насосе, которые могут существенно снизить общий КПД насоса (до 40%) [3].

В практике месторождений Западной Сибири снижение гидравлических, объемных и механических потерь достигается своевременным и качественным проведением обслуживания и ремонта насосного оборудования с применением наиболее совершенных методов очистки и механической обработки деталей, в том числе с отработкой опытного применения технологии нанесения полимерного покрытия и газотермического напыления для восстановления и антикоррозионной защиты деталей насосов типа ЦНС.

В зависимости от условий эксплуатации при наличии избыточного напора должен применяться один из вышеуказанных способов регулирования напорных и расходных характеристик или их комбинация.

С целью постоянного мониторинга и своевременного принятия мер в рамках задачи повышения энергоэффективности эксплуатируемого оборудования разработана форма анализа энергоэффективности объектов системы подготовки нефти и газа и поддержания пластового давления.

Пример проведения анализа месторождения и разработки программы мероприятий по повышению энергоэффективности (замена насоса) представлен на рисунке 24.



Рисунок 24 -

Графический анализ энергоэффективности насосного оборудования

В ходе реализации данной программы проводится ежемесячный анализ энергоэффективности объектов с последующим рассмотрением на совещании Рабочей группы по повышению энергоэффективности. Данный анализ включает в себя анализ работы насосного оборудования (в рабочей; не рабочей зоне); оценку потенциала энергосбережения объектов (насосных блоков); и расчет фактических и нормативных удельных расходов.

По результатам мониторинга разрабатывается программа дополнительных мероприятий в целях энергосбережения.

Насосные установки относятся к основным потребителям электроэнергии в нефтедобывающих предприятиях, вследствие чего эффективное использование насосного оборудования представляет особую важность.

Необходимо на этапе проектирования новой насосной установки определять и предусматривать все возможные режимы работы системы с целью повышения ее эффективности и увеличения эксплуатационных сроков насосных агрегатов и насосных сетей в целом.

Работы по повышению энергоэффективности объектов (насосных установок) должны вестись не только по факту их окончательного выхода из строя с целью замены на новые, но и непосредственно в текущие эксплуатационные периоды за счет постоянного мониторинга, анализа, выявления и устранения тех или иных факторов, препятствующих эффективному использованию оборудования. Необходимо уделять внимание схемам размещения оборудования, оптимальная из них представлена в Приложении А.

Еще одним путем сохранения работоспособности насосов ЦНС является их защита от повреждения механическими примесями. Ушаковым А.В. выявлена прямая зависимость интенсивности осаждения карбоната кальция от параметра пересыщения при воздействии магнитным полем. Воздействие магнитного поля в течении 15 секунд на водный раствор карбоната кальция увеличивает количество выпадающего осадка CaCO_3 на $24 \div 41\%$, эффект увеличивается от 24% до 41% по мере изменения параметра пересыщения от 0 до 1,2. Увеличение напряженности магнитного поля до 60 кА/м приводит к резкому повышению доли выпавшего осадка на $11 \div 22\%$, дальнейшее повышение напряженности слабо влияет на выпадение осадка.

2. Наблюдается устойчивый эффект диспергирования элементов горной породы в составе композиций с дисперсной минеральной фазой. При воздействии и магнитным полем напряженностью 120 кА/м на композицию водной суспензии и частицами-обломками песчаника среднечисленный диаметр частиц уменьшается в 1,5 раза, при воздействии на композицию нефти с частицами-обломками песчаника среднечисленный диаметр частиц уменьшается в 1,36 раз а.

3. Эффективное магнитное воздействие на перекачиваемый флюид осуществляется рациональной компоновкой УЭЦН, включающей в себя электроцентробежный насос, состоящий из рабочих органов с постоянными магнитами из редкоземельного сплава особой конструкции, обеспечивающей увеличение времени воздействия магнитного поля на добываемый флюид и требуемую напряженность магнитного поля

На основе сопоставления методов управления эффективностью работы электроцентробежных насосов Ушаковым А.В. показано, что магнитные технологии имеют широкие перспективы стать одним из наиболее эффективных методов.

Анализ известных аппаратурных подходов магнитного воздействия на нефть показывает, что представленные решения имеют единичный характер, и при этом слабо оформлены системные технологические принципы.

Магнитная технология имеет хорошие перспективы для использования в методах управления ОНФ - системами, однако до настоящего времени указанная технология не вышла за пределы отдельных примеров эффективного использования. В единичных случаях удается добиться гармонии между используемым оборудованием, технологическими параметрами магнитного воздействия и характеристиками нефтяной системы.

Для создания воздействия магнитным полем А.В. Ушаков применял магнитный элемент на основе сплавов редкоземельных металлов Nd-Fe-B (неодим-железо-бор).

На рисунке 25 представлена собранная установка в реальных лабораторных условиях, на которой проводились лабораторные исследования.

Представленную лабораторную установку использовали для исследования влияния магнитного поля на ОНФ-системы, а также применяли дополнительное оборудование и приборы для регистрации, контроля и определения параметров наблюдаемых результатов.

В качестве насоса использовали химический насос для перекачки жидкостей Wilo, модель РМ-250 PES с частотным регулятором для создания производительности в диапазоне $0.1 \div 1.5$ (л/мин.).

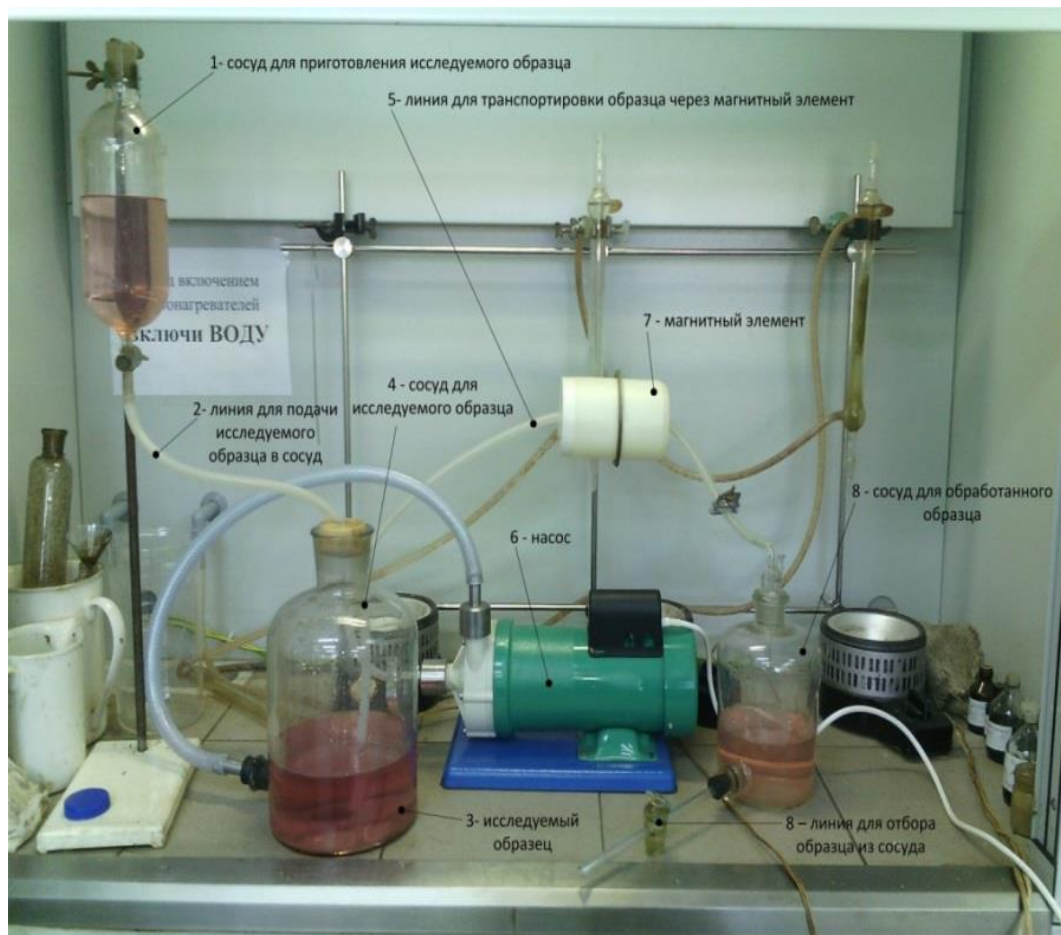


Рисунок 2 5—
Лабораторная установка для проведения испытаний магнитного воздействия на ОНФ – системы

Вид отложений определяли с использованием методов аналитической химии. Для определения содержания карбоната кальция навеску растворяли в избытке титрованного раствора соляной кислоты. Непосредственно титровать нерастворимый в воде CaCO_3 было бы невозможно. Избыток кислоты титровали раствором щелочи.

Расчет диаметров частиц при исследовании генерации дисперсной минеральной фазы после магнитной обработки выполняли по микрофотографиям при помощи программного продукта ImageTool v.300. Микроснимки выполняли при помощи цифрового микроскопа Motic модель DMBA-310.

Данные экспериментальные исследования направлены на изучение воздействия магнитного поля на процесс солеотложения при воздействии магнитного поля на систему.

Введён параметр пересыщения p :

$$P=(C_m-C_o)/C_o \quad (5)$$

где C_m – текущая концентрация соли в растворе,

C_o – концентрация соли в насыщенном растворе.

В состоянии насыщения $p=1$, в состоянии пересыщения $p>1$.

Интенсивность образования зародышей:

$$I=K(C-C_o)^m \quad (6)$$

где K и m – постоянные, зависящие от физико-химических свойств растворенного вещества и растворителя. По ряду данных m находится в пределах от 3,5 до 4, что означает крайне высокую роль параметра пересыщения в процессах образования осадка из раствора.

Интенсивность осаждения карбоната кальция тем выше, чем больше показатель пересыщения и время контакта жидкого раствора с магнитным полем. Эффективность воздействия магнитным полем, принятая за величину доли выпавшего CaCO_3 относительно изменения времени контакта водного раствора с магнитным полем в интервале от 5 до 15 секунд составляет 24÷41 %. Эффективность увеличивается по мере увеличения параметра пересыщения раствора CaCO_3 .

Представленные на рисунке 26 результаты свидетельствуют о том, что влияние напряженности магнитного воздействия особенно велико при значимых пересыщениях, тогда как при умеренных пересыщениях сказывается много слабее. В данном случае эффективность воздействия при изменении напряженности магнитного поля от 30 до 120 кА/м составляет 16÷31%. Стоит отметить, что увеличение напряженности магнитного поля до 60 кА/м приводит к резкому повышению доли выпавшего осадка на 11÷22%, дальнейшее повышение напряженности слабо влияет на выпадение осадка.

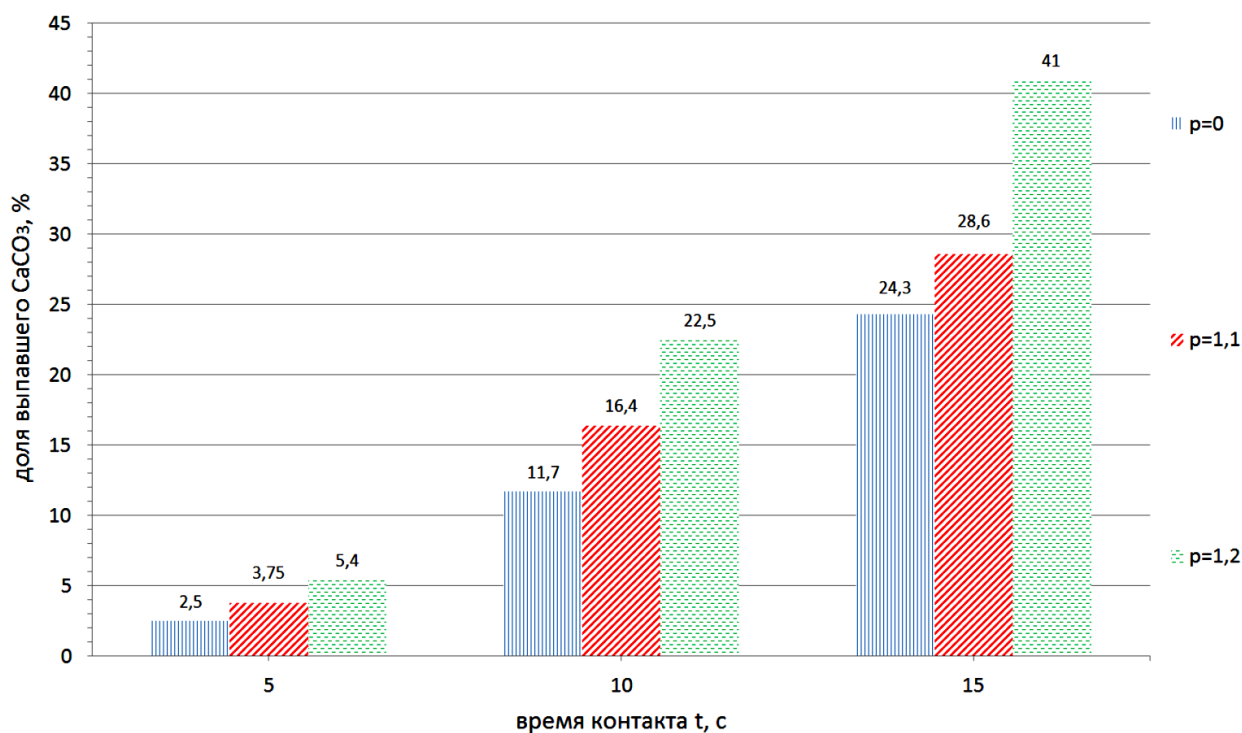


Рисунок 26 –

Зависимость доли осажденного карбоната кальция от продолжительности контакта приготовленного водного раствора карбоната кальция с магнитным полем и параметра пересыщения

Таким образом, были рассмотрены проблемы, связанные с эксплуатацией насосов ЦНС для поддержания пластового давления. Основными проблемами являются:

1. Заводской брак.
2. Нарушение режима эксплуатации.
3. Неправильный подбор оборудования.
4. Нарушения технологии ППД.
5. Механические повреждения примесями жидкости для закачки.

Анализ показал, что существует множество методов решения выявленных проблем. Основными из которых являются:

- модернизация существующего оборудования;
- разработка наиболее оптимальных схем подключения
-

использование средств защиты оборудования с помощью магнитных методов.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости проведения замены насосов ЦНС и их ремонта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты продолжительности работ, материальных затрат, численности персонала, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности операций ВПП.
Перечень графического материала	
Линейный календарный график проведения работ одной бригадой	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по оценке насоса ЦНС и его замены за одну вахтовую смену

Технологический процесс расчета насоса ЦНС и его замена /ремонт состоит из следующих этапов:

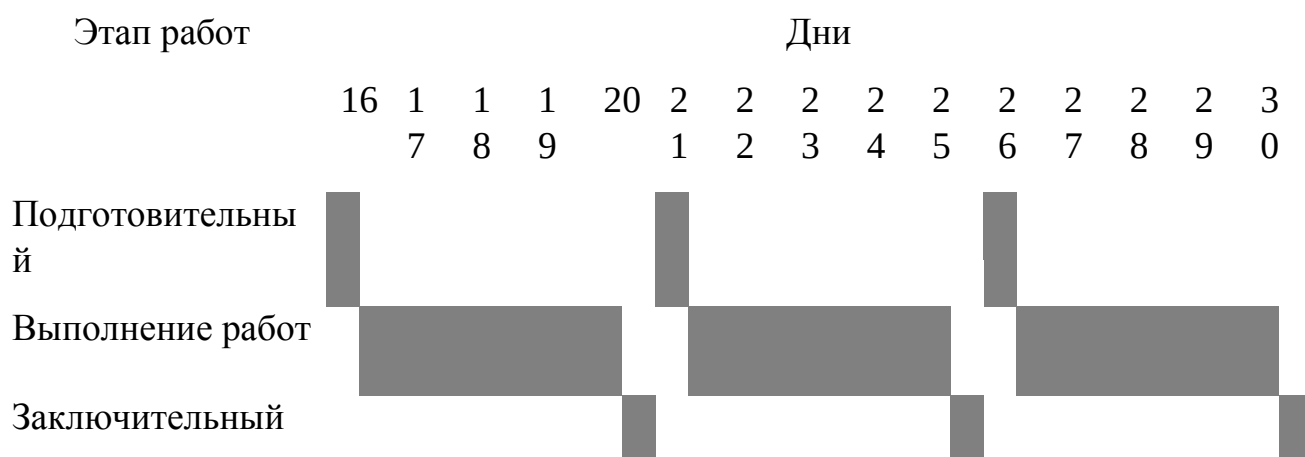
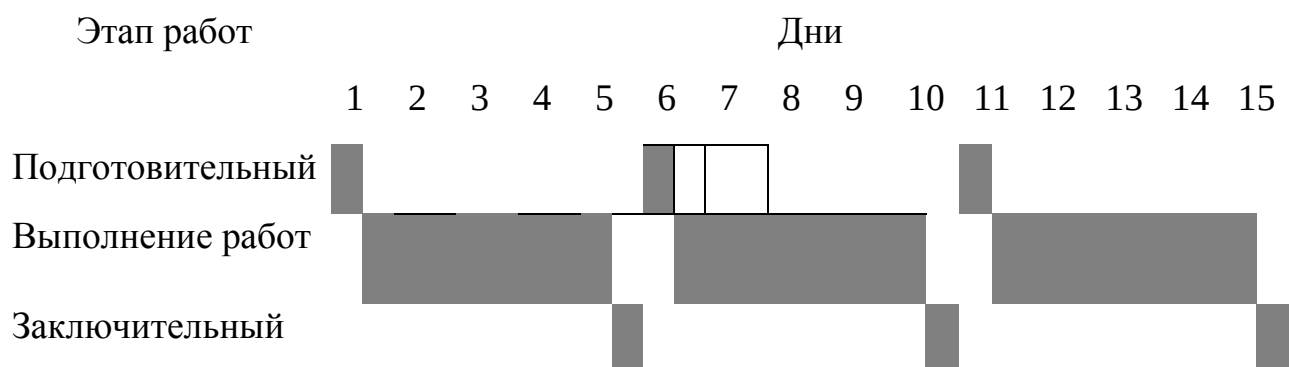
1. выезд на участок;
2. подготовка аппаратуры;
3. непосредственно замена насоса ЦНС ;
4. возвращение в административный корпус;
5. обработка результатов.

Продолжительность работ определяется исходя из руководящего документа на проведение данных работ. В таблице 1 представлены нормы времени на выполнение данной операции.

Таблица 1 – Нормы времени выполнения технологических операций оценке насоса ЦНС и его замены

№ п/п	Перечень работ	Продолжи- тельность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	1	3 человека
2	Выезд на участок	1	3 человека
3	Подготовка аппаратуры	1	3 человека
4	Замена	5	3 человека
5.	Возвращение в административный корпус	1	3 человека
6	Обработка результатов	2	3 человека
2	Смена	12	3 человека
Общая продолжительность работ:		300	3 человека

Таблица 2 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой



4.2 Нормативная база для расчёта вахтенной смены

Планирование и финансирование работ, производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Таблица 3 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс

	метод работы		РФ
--	--------------	--	----

4.3. Расчёт стоимости работ

Таблица 4 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
ГСМ	1000 л	37	37000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
Итого			62229,6

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 формами и системами оплаты труда, а так же премии, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство, районные коэффициенты и др.

Работы ведутся в две смены, длительность смены 12 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Месяч- ная тариф- ная ставка , руб.	Часова- я тариф- ная ставка, руб.	Норма времени на проведени- е мероприя- тия, ч.	Премия	Район- ный коэф- фицие- нт, руб.	Надбавк- а за вахтovy й метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Водитель	1	16120	48,8	61	19,52	34,16	7,808	67275,5
Ремонтная бригада	2	19437 0	58,9	61	23,56	41,23	9,424	162399
Мастер	1	25740 0	78,0	61	31,20	54,6	12,48	107531
Итого								337205,5

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно

вычислить стоимость бригады в час, она составит 464,65 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 153334,5рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ (таблица 6).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 6 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,2%)	Всего, руб.
Затраты	153334,5	4446,7	7820	46000,35	3066,69	61333,74

Таблица 7 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортиза ции, %	Сумма амортизации, руб.
Насос ЦНС	53800	10	5380
Итого			5380

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по оценке ресурса насоса ЦНС и его замены которая представлена в таблице 8.

Центробежные насосы типа ЦНС180:

1) (высоконапорные) предназначены для нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления. Конструкция насосов типа ЦНС180 разработана с учетом создания на одной корпусной базе трех-модификаций с давлением нагнетания 9,5-19 МПа.

2) допускают изменение рабочей характеристики посредством уменьшения числа ступеней (не более 2) с установкой проставочных втулок,

без изменения привязочных размеров, с обязательной динамической балансировкой ротора.

Производители насосов кроме усовершенствования узлов и механизмов также проводят исследования по выявлению наиболее целесообразных марок сталей. Насосы типа ЦНС доступны в трех вариантах материального исполнения: обычном, коррозионностойком и износо-коррозионностойком. В первом случае, проточная часть и детали щелевых уплотнений изготавливаются из стали типа 20Х13 и 30Х13.. Входные и напорные крышки — из стали 25Л с коррозионно-стойкими наплавками, вал — сталь 40ХФА. Такой насос применяется в основном для перекачки чистой воды без содержания сероводорода.

Таблица 8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	62229,6
2. Затраты на оплату труда	153334,5
3. Страховые взносы	61333,74
4. Амортизационные отчисления	5380
Итого	282277,84

Таким образом общая сумма затрат на оценку ресурса и замену насоса ЦНС за одну вахтовую смену составит 282277,84руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – ингибитор насосы ЦНС для поддержания пластового давления.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотреть источники опасных и вредных факторов: 1. монтаж, демонтаж оборудования; 2. работа с оборудованием, работающим под высоким давлением; 3. работа с оборудованием, работающим от электричества; 4. работа с движущимися машинами и механизмами.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ по замене насосов ЦНС на атмосферу, литосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация рабочего места.

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

Задание выдал консультант:

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Ермаков Владислав Олегович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Подбор и замена насосов ЦНС для ППД мероприятие, связанное с опасными и вредными факторами, которые могут привести не только к травмам, но к летальному исходу. Для избегания подобных ситуаций государственными органами в виде ГОСТов и СНИПов, а также предприятиями нефтедобывающей отрасли в виде РД разрабатываются правила безопасного проведения работ, вэ том и заключается социальная ответственность – ответственность работодателя перед сотрудниками, обществом и окружающей средой, а также ответственность работников перед работодателем, обществом и окружающей средой, выражающаяся в неукоснительном соблюдении правил техники безопасности.

5.1. Производственная безопасность при выполнении работ по ремонту и подбору насосов ЦНС

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 1).

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по ремонту и подбору насосов ЦНС для ППД

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) работа с оборудованием,	1 Превышение уровней шума и вибрации.	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [3]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [5]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ

работающим под высоким давлением.			12.1.030-81 [6]; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [8]; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ [9].
---	--	--	--

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

В непосредственной близости от рабочего места оператора насосной станции могут находиться машины и агрегаты по добычи нефти и поддержания пластового давления, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [3]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [4].

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [5] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя насоса. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Источником поражения электрическим током, при проведении работ по оценке состояния насосов ЦНС могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы насосов ЦНС. Поражение электрическим током возможно при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Поражение электрическим током проявляется в виде:

- ожогов;
- металлизации кожи;
- механические повреждений;
- электрического удара;
- профессиональных заболеваний.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [6].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования для закачки ингибитора в участок промышленного трубопровода. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт (мобильная установка,

средство передвижения персонала), который так же является средством повышенной опасности.

Необходимо проверять наличие 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 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 ГОСТ 12.2.003-91 [19].

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением, которые всегда представляют собой потенциальную опасность, которая может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.2. Экологическая безопасность

Операции по поддержанию пластового давления и замене насосов ЦНС сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу и литосферу регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки маслянной ветоши следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

Для охраны воздушного бассейна необходимо:

1. Герметизация всей системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды. Соблюдение регламента и правил технической эксплуатации.

2. Полное использование и утилизация нефтяного газа.

3. На скважинах, оборудованных станками-качалками, устанавливать устьевые сальники двойного уплотнения.

4. Ликвидация нефтяных амбаров, открытых очистных сооружений. Охрана поверхностных и пресных подземных вод.

5. Состояние вод поверхностных водоемов. Основными показателями нефтепромыслового загрязнения является содержание хлоридов, сульфатов, содержание нефти и общей минерализации. Согласно СанПиНа ПДК для этих показателей следующие: хлоридов – 350 мг/л, сульфатов – 500 мг/л, общая минерализация – 1000 мг/л, содержание нефтепродуктов суммарно – 0,1 мг/л.

НГДУ на территории своей деятельности регулярно (ежемесячно) ведет контроль за водами поверхностных водоемов. В обеих точках вода содержит: хлоридов от 11.2 до 17.8 мг/л, сульфатов от 66 до 246 мг/л и общую минерализацию от 442.7 до 888.1 мг/л, что соответствует нормам СанПиНа.

Результаты химических анализов воды, вода в пунктах отбора по основным параметрам качества соответствует санитарным нормативам. В воде содержится: хлоридов 12 мг/л, сульфатов 151 и 161 мг/л и общая минерализация 636 и 648 мг/л. Соответственно состояние пресных подземных вод питьевых источников. Анализы проб воды проводились согласно ГОСТов.

1. Гидроизоляция площадки под буровой и привышечными сооружениями, дна и стенок земляных амбаров путем укладки полимерных полов.

2. Использовать герметичные циркуляционные системы и металлические емкости с последующей утилизацией жидких и твердых отходов.

3. Обеспечить герметичность насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений.

4. Своевременный ремонт и замена нефтепроводов и водоводов соленых вод, использование труб с антикоррозийными покрытиями и эффективными ингибиторами коррозии.

5. Утилизация в системах ППД всего объема добываемых попутно с нефтью пластовых вод.

6. Строительство нефтеулавливающих устройств на ручьях, малых речках и оврагах.

Основными компонентами, загрязняющими почвы и грунты, в нефтедобывающей промышленности являются нефтепродукты, хлориды натрия и кальция. Потенциальными источниками загрязнения и засоления почв являются буровые площадки, промысловые амбары, факела, трубопроводы, ГЗУ, ДНС, КНС и другие нефтепромысловые сооружения. Охрана недр.

Недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения. Загрязнение объектов может происходить при воздействии на них техногенной деятельности человека как сверху, так и снизу.

Воздействие сверху происходит:

1) При просачивании вредных веществ из шламовых амбаров, площадок буровой вышки и привышечных сооружений;

2) В процессе бурения при поглощении промывочной жидкости, содержащей токсичные вещества;

3) При различных разливах нефти и минерализованных вод.

Воздействие снизу происходит под влиянием перетоков нефти и минерализованных вод по затрубному пространству в случаях некачественного цементирования и не герметичности обсадных колонн.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при поддержании пластового давления с помощью насосов ЦНС:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих воду в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Для снижения рисков возникновения пожаров и аварийных ситуаций необходимо придерживаться правил проектирования зданий, сооружений, оборудования.

Также необходимо обучение персонала и ответственных лиц правилам пожарной безопасности, осуществлять своевременный контроль по исполнению обязанностей.

Из-за больших площадей и сложного оборудования на предприятиях используют автоматические и роботизированные установки пожаротушения.

Также должны присутствовать системы сигнализации, зачастую не связанные с другими системами, газоанализаторы, сеть пожарных

водопроводов, насосы и станции. При любых изменениях в работе такого оборудования уполномоченные лица обязаны уведомить органы Государственного пожарного надзора.

Необходимо вести документацию по пожарной безопасности.

Основные требования к объектам нефтяной и газовой промышленности указаны в «Техническом регламенте о требованиях пожарной безопасности». Действуют «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности» 1987 года. Они охватывают область проектирования, эксплуатации и ремонта предприятий и объектов в части пожарной безопасности.

На объектах нефтяной промышленности оборудуют принудительную вентиляцию из негорючих материалов, а в нерабочее время ее заменяет естественная система. Все взрывоопасные зоны обозначают пожарными знаками, как и места для курения на территории предприятий.

Для безопасного функционирования важно соблюдать правила из смежных с пожарной безопасностью отраслей. Большое значение имеют «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 2013 года, «Правила устройства электроустановок» в 6-м издании от 1998 года. Благодаря своевременному контролю по всем правилам состояния установок, трубопроводов и оборудования с помощью технических экспертиз можно избежать утечек нефтепродукта и создания пожароопасной ситуации.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работы поддержания пластового давления проводятся лицами, работающими вахтовым методом – особой формой осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников (ТК РФ), когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и

женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

4.5.2. Организация рабочей зоны

Работы проводятся на открытых площадках нефтяных месторождений Западной Сибири. Насосная станция находится в специализированном помещении, в которой расположен сам насос ЦНС, а также дополнительное оборудование.

Рабочие места имеют плакаты и предупредительные знаки по технике безопасности согласно выполняемой работе.



Рисунок 1 - Рабочее место оператора насосной установки

Выводы

Социальная ответственность нефтедобывающих организаций выражается прежде всего в защите персонала, жителей населенных пунктов, расположенных недалеко от места ведения работ, а также окружающей среды от негативного воздействия, возникающего при осуществлении работ.

Для защиты персонала выполняются следующие правила:

- обучается персонал технике безопасности при проведении работ и действию в чрезвычайных ситуациях;
- персонал обеспечивается средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- используемое оборудование систематически проверяется на пригодность и вовремя ремонтируется.

Для защиты окружающей среды предприятие обеспечивается средствами защиты окружающей среды: ловушками нефти, газоуловителями, устройствами для сбора нефти, оборудованием для тушения пожара и пр.

Заключение

В результате основных аспектов применения технологии системы поддержания пластового давления можно сделать следующие выводы:

1. Под пластовым давлением подразумевают величину скопления полезных ископаемых, находящихся в пустотах земли. Причиной такого явления послужило случайное наличие возможности у основной части пласта выйти на поверхность. Процесс напорки пласта осуществляется, благодаря образовавшимся отверстиям.

2. Система поддержания пластового давления – это технологический комплекс из оборудования, что требуется для проведения работы по подготовке, транспортировке и закачке агента, выполняющего усилие, необходимое для проникновения в пространство пласта с нефтью. Теперь перейдем непосредственно к конкретике.

3. Вскрытие пластов при депрессии наиболее эффективно при $K_a \leq 1$, потому что при любом виде промывочной жидкости мы неизбежно получаем загрязнение.

4. Критериями выбора методов воздействия на ПЗП являются поставленные перед воздействием цели, достигаемые за счет существующих технологий воздействия эффект, состояние ПЗП, геолого-физические особенности пласта в т.ч. литологические и минералогические, физико-химический состав и свойства пластовых флюидов, техническое состояние и особенности конструкции скважины, динамика технологических показателей скважины.

5. Анализ множества моделей ЦНС используемых на месторождениях Западной Сибири позволил выявить наиболее приемлемый метод подбора оборудования.

6. В работе также были рассмотрены проблемы, связанные с эксплуатацией насосов ЦНС, а именно:

1. Заводской брак.
2. Нарушение режима эксплуатации.

3. Неправильный подбор оборудования.
4. Нарушения технологии ППД.
5. Механические повреждения примесями жидкости для закачки.

Для каждой выявленной проблемы было подобрано соответствующее решение:

1. Модернизация
2. Оценка системы
3. Установка защитного оборудования.

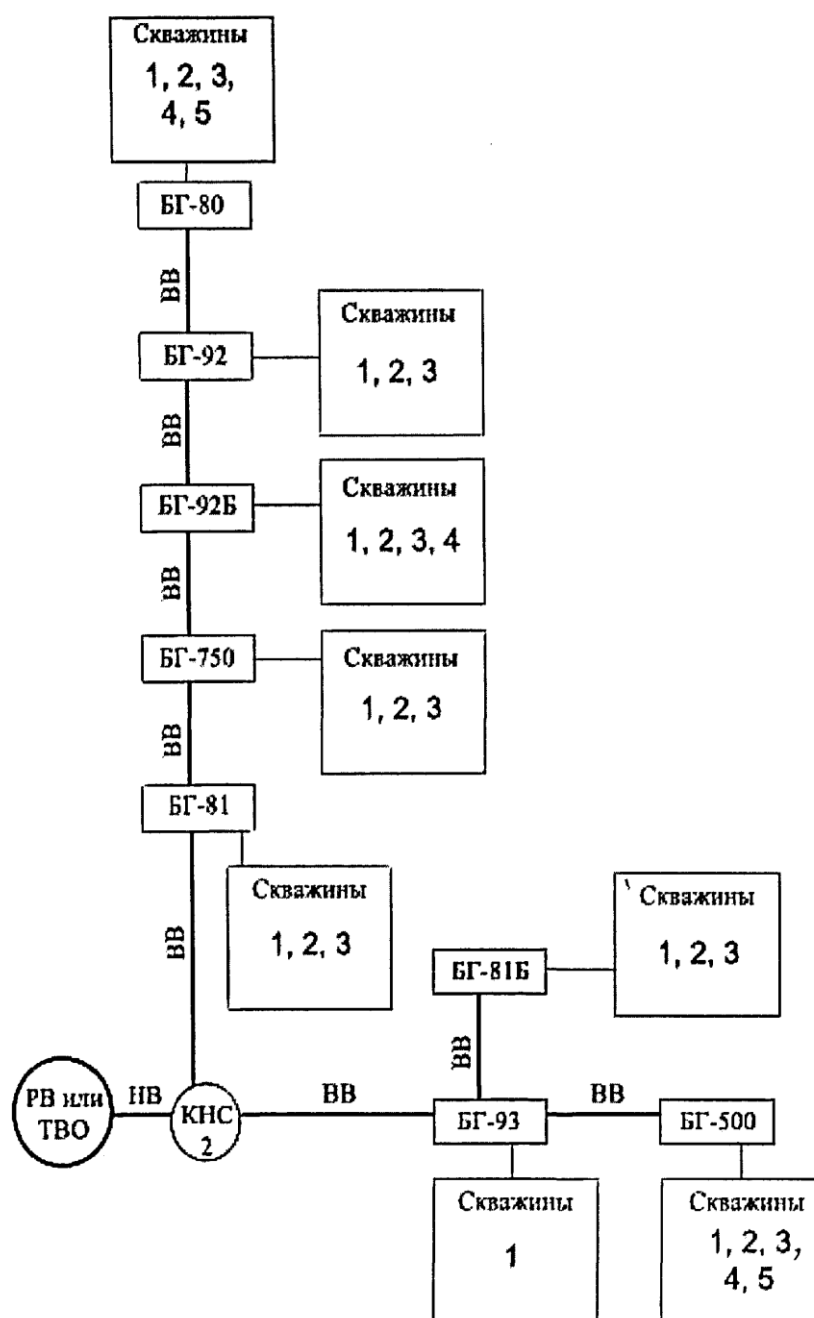
Литература

1. «Оренбургнефть» внедряет уникальную технологию освоения трудноизвлекаемых запасов<https://glavteh.ru/news>
2. Абдуллин, Ф.С. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1983 г., стр.60-61;
3. Акулышин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра. 1989.
4. Багманов А.А, Технологические и экономические критерии для оценки эффективности работы насосных агрегатов ЦНСА системы ППД // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: Сб. научн. тр. / ИПТЭР. - Уфа: ТРАПСТЭК, 2005. - вып. 64. - С. 207-215.
5. Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. и др. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы. М.: Машиностроение, 1982. С. 188-190.
6. Герцен А.В. Применение насосов ЭЦН «Перевернутого типа» // «Научно-практический электронный журнал Аллея Науки» №5(32) 2019 Alley-science.ru
7. Дополнительные источники:
8. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика повышения нефтеотдачи. - М.: Недра, 1988.
9. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Изд-во ТПУ, 2006.
10. Искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону. <http://oplib.ru/random/view/167732>
11. Конструкции современных насосов [Электронный ресурс] режим доступа <http://www.nasosinfo.ru/taxonomy/term/2> свободный
12. Конструкции центробежных и осевых насосов[Электронный ресурс] режим доступа <http://bestkompresormash.ru/article/articles/konstruktsii-tsentrobeznykh-i-osevykh-nasosov> свободный

- 13.Коротаев, Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений [Текст]: учеб. пособие / Ю. П. Коротаев – Москва: Недра, 1968.
- 14.Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. - Мегион: Изд-во Мегион_Экспресс 999г.
- 15.Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. М.: Машиностроение, 1965. С. 20-21.
- 16.Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика [Текст]: учеб. пособие / В. Д. Лысенко – Москва: Недра, 1996.
- 17.Методы поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях<http://www.matrixplus.ru/ongprom-014.htm>
- 18.Мирзаджанзаде, А.Х. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1986 г., стр. 224.
- 19.Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Конструкция и расчет центробежных насосов высокого давления. М.: Машиностроение, 1971. С. 4-13.
- 20.Монтаж центробежных и осевых насосов[Электронный ресурс] режим доступа <http://inzashita.com/montaj-centrobejnix-i-osevix-nasosov.html> свободный
- 21.Основные узлы и детали центробежных и осевых насосов [Электронный ресурс] режим доступа http://www.ence-pumps.ru/uzly_detali_centrob_osevyh_nasosov.php свободный
- 22.Поддержание пластового давления и повышение нефтеотдачи пластов<https://www.neftemagnat.ru/enc/52>
- 23.Поддержание пластового давления<http://ngdu.tatneft.ru/prikamneft/deyatelnost/proizvodstvennaya-deyatelnost/podderzhanie-plastovogo-davleniya?lang=ru>
- 24.Покрепин Б.В. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для средних специальных учебных заведений. – Волгоград, Издательство «Ин-Фолио», 2014.

25. Пупченко И.Н., Судаков А.А., Князев А.А., Утляков С.Г. Практика измерения коэффициента полезного действия насосов системы поддержания пластового давления на объектах ОАО «Самаранефтегаз» // Инженерная практика. 2014. №10. С. 66-68.
26. Рахмилевич З.З. Насосы в химической промышленности. М.: Химия, 1990. С. 88-94.
27. Рязанцева Е.А. Поддержание пластового давления // Естественные и медицинские науки. Студенческий научный форум: электр. сб. ст. по мат. IX междунар. студ. науч.-практ. конф. № 9(9). URL: [https://nauchforum.ru/archive/SNF_nature/9\(9\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/SNF_nature/9(9).pdf) (дата обращения: 21.05.2019)
28. Ушаков А. В. Применение источника воздействия магнитных полей в нефтегазодобыче // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2012. – С. 146-148.
29. Ушаков А. В. Разработка комплексной методики защиты электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложнённых условиях // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2013. – С. 779-802
30. Ушаков А.В. Анализ теоретических предпосылок и экспериментальных исследований магнитной обработки водных и нефтяных систем // Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2015. №3 (49). – С. 29-32.
31. Ушаков А.В. Перспективы применения магнитной обработки пластового флюида с целью управления эффективностью работы погружных электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2015. № 8. – С. 44-50.
32. Ушаков А.В. Принципы моделирования процесса солеотложения при магнитном воздействии на систему // Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2015. №5 (51). – С. 31-33.

33. Ушаков А.В. Принципы моделирования процессов генерации ДМФ (дисперсной минеральной фазы) при пескопроявлении в условиях воздействия магнитными полем // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2015. № 12. – С. 102-108.
34. Ушаков А.В. Эффекты диспергирования дисперсной минеральной фазы при магнитном воздействии на ОНФ - системы // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2015. № 10. – С. 49-55.
35. Ушаков А.В. Эффекты интенсификации процесса выпадения карбоната кальция и изменения реологических свойств нефти при воздействии магнитным полем на ОНФ - системы // Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2015. №4 (50). – С. 28-33.



БГ - блок напорной гребенки; РВ - резервуар вертикальный;
 ТВО - трубный водоотделитель; НВ - низконапорный водовод;
 ВВ - высоконапорный водовод

Рисунок 1- Вариант оптимальной схемы системы поддержания пластового давления

Приложение Б

Таблица 1 - Результаты анализа напорной и энергетических характеристик насосов ЦНС для системы ППД

Тип насоса и изготовители	Полача, м ³ /ч	Напор, м	1С и л., %	Рабочая часть характеристики о % к номинальной		Оптимальна» точка характеристики в % к номинальной		Изменение к.п.л.в рабочей части характеристик, %	Изменен ие к.п.д. в левой части характеристик, %	Удельные энергетические затраты в рабочей части, кВт·ч/м ³ *	к.	Ко
				по полаче	по напору	по подаче	по напору					
ЦНС 45-1900 Насосэнергомаш	45	1900	50	56-133	104-92	156	86	23,9	20,0	17,20-8,26	13,4	42,3
ЦНС 63-1800 Насосэнергомаш	63	1800	57	48-111	108-97	119	94	19,0	19,0	14,0-8,0	иг	33,3
ЦНС 63-1800 ГУП «ИПТЭР»	63	1800	57	70-120	110-95	143	88	12,0	8,7	10,8-7,9	8,9	21,1
ЦНС 80-1800 ГУ Г «ИПТЭР»	80	1800	62	70-120	110-88	100	100	7,4	9,9	9,1-6,3* 9,8-6,5**	25,7	11,9
ЦНС 90-1900 Насосэнергомаш	90	1950	62	50-106	109-99	111	97	20,0	18,0	13,2-8,5	7,8	32,2
ЦНС 180-1900 СНПО им. Фрунзе	180	1900	74	56-111	117-89	108	99	16,0	13,0	9,0-7,0	14,7	21,6
ЦНС 180-1900 Гидромашсервис, СНПО им. Фрунзе	180	1970	75	44-120	115-93	108	95	23,0	24,0	9,4-6,2	32,3	30,7
ЦНС 180-1900-2 ВНИИАЭН	180	1900	76	56-106	115-98	122	95	14,2	13,7	9,5-6,8	17,3	18,7
ЦНСп 180-1900 ВНИИАЭН	180	1900	74	56-111	115-97	122	91	11,0	11,0	9,40-6,45	19,0	14,9

Примечания * - По результатам заводских испытаний.
** - По результатам приемочных испытаний.