

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 622.276.4(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-266В1	Вахрушев Дмитрий Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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
3-2Б6В1	Вахрушев Дмитрий Александрович

Тема работы:

Оптимизация работы технологических режимов систем поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-32/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Система поддержания пластового давления, показатели работы фонда нагнетательных скважин в условиях нефтегазоконденсатного месторождения. Влияние технического перевооружения системы поддержания пластового давления на изменение показателей добычи. Обоснование применения центробежных секционных насосов в условия Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант

Анализ системы поддержания пластового давления и показателей работы фонда нагнетательных скважин в условиях нефтегазоконденсатного месторождения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Технологические решения использования центробежных секционных насосов в технологическом процессе поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Результат изменения технологических показателей блочной кустовой насосной станции на казанском нефтегазоконденсатном месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ системы поддержания пластового давления и показателей работы фонда нагнетательных скважин в условиях нефтегазоконденсатного месторождения	
Технологические решения использования центробежных секционных насосов в технологическом процессе поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	
Результат изменения технологических показателей блочной кустовой насосной станции на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Вахрушев Дмитрий Александрович		21.04.2021

Обозначения, определения и сокращения

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

БАПР – блок автоматической подачи реагента

БКНС – блочная кустовая насосная станция

БРВ – блок распределения воды

БРС – быстроразъемное соединение

ВД – высокое давление

КВЧ – количество взвешенных частиц

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

КПД – коэффициент полезного действия

КТП – комплексная трансформаторная подстанция

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости

НД – низкое давление

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени

ОНП – остаточные нефтепродукты

ПДК – предельно-допустимая концентрация

ППД – система поддержания пластового давления

ППУ – передвижная паровая установка

РВС – резервуар вертикальный стальной

СЭБ – служебно-эксплуатационный блок

УПН – установка подготовки нефти

ЦДПНГиК – цех по добыче, подготовки нефти, газа и конденсата

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 страница, в том числе 12 рисунков, 35 таблиц. Список литературы включает 30 источников. Работа содержит 7 приложений.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, центробежный насос секционный, блочная кустовая насосная станция, нагнетательная скважина, очистка воды.

Объектом исследования являются система поддержания пластового давления.

Цель исследования – оптимизация работы технологических режимов систем поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования были подробно рассмотрены насосные агрегаты, применяемые в системе поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, а также перспективы по применению более совершенных насосных установок. Проведен анализ технологий поддержания пластового давления до и после технического перевооружения насосной станции.

В результате исследования выявлен положительный эффект замены насосного агрегата. С помощью данного перевооружения возможно увеличить мощности для качественного заводнения нагнетательных скважин.

Область применения: нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения более производительных агрегатов с меньшей потребляемой мощностью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
1 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ФОНДА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
1.1 Особенности систем поддержания пластового давления на месторождениях	12
1.1.2 Особенность строения и принцип работы нагнетательной скважины	15
1.2 Технический контроль агента, используемого для поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении...	19
1.3 Подготовка сточных пластовых вод	25
1.4 Анализ схемы поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	28
1.5 Характеристика текущего состояния фонда нагнетательных скважин	34
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НАСОСОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	35
2.1 Анализ технологических схем и норм работы блочных кустовых насосных станций №1 и №2	35
2.2 Оптимизация показателей системы поддержания пластового давления с помощью модернизации технологического оборудования на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.....	41
3 РЕЗУЛЬТАТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЛОЧНОЙ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	49

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ	53
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	53
4.2 Анализ конкурентных технических решений	54
4.2.1 Планирование и оценка времени выполнения работ	58
4.2.2 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по оценке насоса ЦНС и его замены за одну вахтовую смену	58
4.3.1 Бюджет выполнения работ по оценке насоса ЦНС и его замены за одну вахтовую смену	59
4.3.2 Нормативная база для расчёта вахтенной смены	59
4.3.3 Расчет стоимости работ	60
4.4.1 Оценка эффективности проекта	63
4.4.2 Оценка ресурсоэффективности проекта	63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
5.1 Производственная безопасность при выполнении работ по ремонту и подбору насосов ЦНС	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. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	74
5.4.1. Организация рабочей зоны	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	77
Приложение А	80
Приложение Б.....	81

Приложение В	82
Приложение Г	83
Приложение Д	87
Приложение Е.....	89
Приложение Ё.....	90

Введение

В современном мире весьма остро стоит проблема поддержания уровней добычи нефти – количество зон для нового бурения постоянно сокращается, добыча базового фонда падает.

Следовательно, одной из самых актуальных тем настоящего времени является поддержания добычи нефти базового фонда.

При отборе флюида происходит падение пластового давления, что приводит к сокращению депрессии, и, следовательно, дебита скважина.

Для того чтобы этого избежать – необходима качественная организация системы поддержания пластового давления – закачки воды в пласт через нагнетательные скважины.

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

Среди различных классов и видов насосов наиболее эффективно себя зарекомендовали центробежные, осевые и горизонтальные насосные установки.

Нефтегазодобывающие компании – основные потребители данного оборудования с каждый год выдвигают все более жесткие требования, связанные с усовершенствование технологических процессов и увеличением рабочих параметров (подачи, напора, температуры и т.д.). Особенно высокие требования к оборудованию выдвигаются со стороны химической стойкости материалов насоса. 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 стойкость; отсутствие или минимальная утечка жидкости через торцевое, либо манжетное уплотнения вала; минимальный уровень шума и вибраций; работоспособность в течение длительного времени без аварийных и технических остановок; поддержание заданного давления и напора в нагнетательной части насоса; взрывопожарной безопасность и самовозгорания.

Цель данной выпускной квалификационной работы оптимизация работы технологических режимов работы системы поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении. Для достижения цели ставятся следующие задачи:

1. Проанализировать систему поддержания пластового давления, показатели работы фонда нагнетательных скважин в условиях нефтегазоконденсатного месторождения.
2. Определить влияние технического перевооружения системы поддержания пластового давления на изменение показателей добычи.
3. Обоснование применения центробежных секционных насосов в условия Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Объектом исследования является система поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

1 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ФОНДА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Особенности систем поддержания пластового давления на месторождениях

Важнейшей задачей при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений является максимальное извлечение из продуктивных пластов нефти. Как было доказано, полнота извлечения нефти из пластов характеризуется коэффициентом отдачи пласта, который на разных месторождениях колеблется в широких диапазонах.

Для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента отдачи пласта применяют различные методы, но наибольшее применение на практике нашли такие методы, как закачка под давлением в продуктивные пласты воды или газа.

Метод закачки воды связан с закачкой под большим давлением (порядка 20 МПа) в нефтяные пласты воды, прошедшей специальную подготовку.

В настоящее время обычное заводнение нефтяных залежей - самый общепризнанный и наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов.

Быстрые темпы внедрения и большие масштабы применения метода заводнения нефтяных месторождений обусловлены следующими факторами: увеличением степени извлечения нефти из пластов в 1,5-2 раза по сравнению с режимом снижения пластового давления и разгазирования нефти.

Простотой исполнения, не требующего сложного оборудования, кроме насосов и установок подготовки воды, небольшими дополнительными расходами на процесс за счет бесплатной воды и простого недорогого оборудования для нагнетания, не превышающими 50-80% расходов на разработку без заводнения и подготовки воды [1].

Метод закачки газа в продуктивный коллектор, в составе которых присутствует много глинистого материала, разбухающего при его смачивании пресной водой, закачка воды для ППД, как правило, неэффективна. Нагнетательные скважины обладают очень низкой поглотительной способностью с большим затуханием приемистости, требует специальной обработки воды и высоких давлений нагнетания.

Однако в этих же условиях закачка сухого углеводородного газа, не взаимодействующего с породами коллектора, может оказаться достаточно эффективной, так как при этом обеспечиваются технически приемлемые параметры процесса, такие как приемистость и давление.

С энергетической точки зрения ППД закачкой газа - процесс более энергоемкий по сравнению с закачкой воды. Другими словами, на вытеснение единицы объема нефти при закачке газа затрачивается энергии больше, чем при вытеснении нефти водой. Это объясняется двумя главными причинами.

При закачке воды необходимое забойное давление создается как давлением воды на устье нагнетательной скважины, так и большим гидростатическим давлением водяного столба в скважине. При закачке газа, плотность которого значительно меньше плотности воды, гидростатическое давление газового столба мало (примерно в 7 - 15 раз меньше, чем водяного). Поэтому необходимое забойное давление приходится создавать за счет увеличения давления на устье (давление нагнетания), вследствие чего возрастают затраты энергии на закачку газа в пласт.

При закачке газа, вследствие его большой сжимаемости, необходимый объем газа нужно предварительно сжать до забойного давления, на что расходуется большое количество энергии. Тогда как при закачке воды, вследствие ее «жесткости», энергия на сжатие практически равна нулю.

Кроме того, некоторое количество нагнетаемого углеводородного газа растворяется в пластовой нефти, отчего общее количество закачиваемого газа увеличивается.

Поэтому ППД закачкой газа не нашло широкого распространения и применяется главным образом на истощенных нефтяных месторождениях, пластовое давление которых мало, или на неглубоких месторождениях [1].

Кроме закачки воды или газа в пласты на практике используют и другие методы поддержания пластового давления: обработка закачиваемой воды поверхностно-активными веществами (ПАВ), закачка в пласты углекислоты, тепловые методы.

Применение ПАВ для добавки в закачиваемую воду в небольших количествах (0,05-0,1 %) значительно снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью и с твердой поверхностью породы, уменьшает необходимый перепад давления для перемещения нефти по капиллярам и способствует лучшему вымыванию нефти из капилляров. По данным лабораторных исследований нефтеотдача пластов при использовании ПАВ может увеличиться на 15-16 % [2]

В процессе разработки нефтяных месторождений важно знать характер и динамику приемистости скважин, возможность максимального охвата пластов закачиваемой водой.

Приемистость скважины зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины (разности забойного и пластового давлений), совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида.

В процессе нагнетания в скважины пресных вод, подтоварной воды наблюдается ухудшение фильтрационных свойств коллектора. Это происходит по причине попадания на забой мелких твердых частиц, смол и соли. В результате этого происходит снижение и зачастую полная потеря приемистости пластов и как результат – снижение добычи углеводородов.

Важным фактором, влияющим на данный показатель, является качество подготовки призабойной зоны нагнетательных скважин, вводимых под закачку после бурения или из эксплуатационного фонда скважин. Эта задача решается путем очистки призабойной зоны от глинистого раствора, твердых и дисперсных

фракций, асфальтовых и смолопарафинистых отложений, образующихся в процессе эксплуатации скважин.

На заключительных этапах разработки месторождений с использованием закачки воды чаще всего возникает проблема недостаточного охвата продуктивного пласта. Это связано с особенностями геологического строения залежи, неоднородностью, коллекторскими свойствами пород, а именно: пористостью, проницаемостью, остаточной нефтенасыщенностью, податливостью системы заводнения.

В результате основной объем закачиваемой воды фильтруется по промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

1.1.2 Особенность строения и принцип работы нагнетательной скважины

Нагнетательная скважина предназначена для закачки в продуктивные пласты воды с целью поддержания пластового давления.

Вода от ВРБ подаётся через нагнетательную линию скважины и тройник устьевой арматуры в НКТ, а по ним поступает в пласт. Выбор параметров НКТ нагнетательных скважин осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке.

Оборудование нагнетательных скважин включает наземное оборудование и подземное оборудование.

Наземное оборудование: нагнетательная арматура; обвязка устья скважины.

На рисунке 1 приведена схема арматуры нагнетательной АНК 65х21.

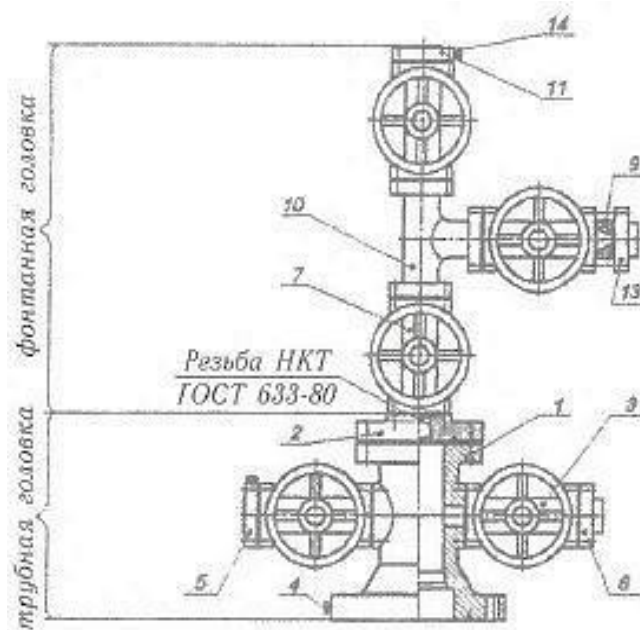


Рисунок 1 - Схема арматуры нагнетательной АНК 65х21

1-крестовина; 2-переводник; 3, 7-запорная арматура; 4-нагнетательный клапан; 5, 11-буферный фланец; 6, 13-фланец-отвод; 9-колодка штуцерная; 10-тройник; 14-пробка

Расшифровка маркировки нагнетательной арматуры:

АНК1 65х21 - АН - арматура нагнетательная; К – с подвешиванием скважинного трубопровода в переводнике к трубной головке; 1 – выполненное по типовой схеме, с ручным управлением; 65 – условный проход ствола и боковых отводов, мм; 21 – рабочее давление в МПа.

Устье нагнетательной скважины оборудуется стандартной арматурой, рассчитанной на максимальное ожидаемое давление при закачке рабочего агента.

Арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по увеличению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки.

Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды

из арматуры и системы подачи рабочего агента и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы; пакер.

На рисунке 2 приведена схема подземного оборудования нагнетательной скважины.



Рисунок 2 - Схема подземного оборудования нагнетательной скважины

Нагнетательные скважины оборудуются колонной НКТ, пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента. На рисунке 3 приведена схема нагнетательной скважины.

Обслуживание нагнетательных скважин осуществляют операторы по поддержанию рабочего давления. Нагнетательные скважины обслуживаются ежедневно. При обслуживании нагнетательных скважин контролируются:

- рабочее(линейное) и устьевое давление;
- работа контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;
- состояние запорной арматуры и фланцевых соединений;
- состояние(наличие) штуцера или регулирующего устройства.

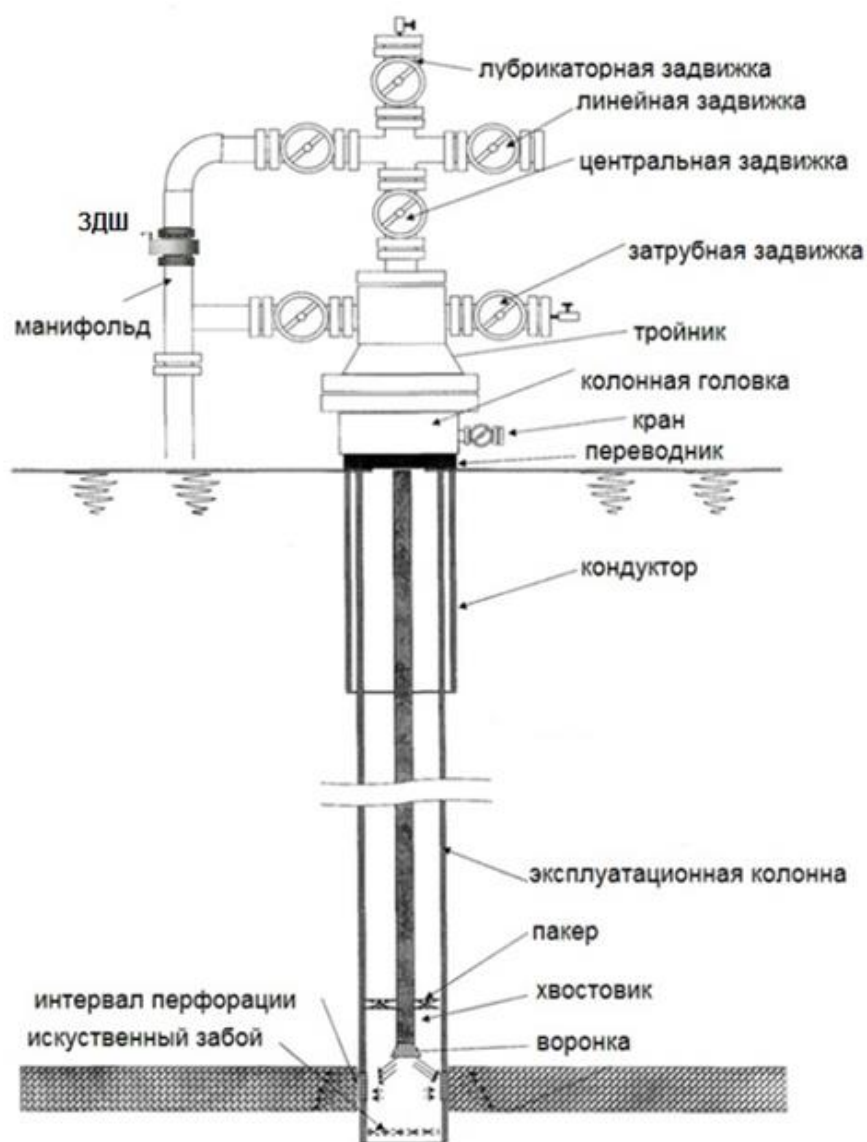


Рисунок 3 - Схема нагнетательной скважины

Необходимость проведения ремонта нагнетательной скважины определяется геологической и технологической службами цеха ППД по результатам исследований. Необходимость ремонта наземного оборудования определяется мастером ЦППД и подтверждается начальником цеха. Ремонт нагнетательных скважин выполняется бригадами ПРС и КРС. Бригада подземного(текущего) ремонта скважин производит смену запорной арматуры, а бригада капитального ремонта производит ремонтно-изоляционные работы, устранение не герметичности эксплуатационной колонны, устранение различного рода аварий, ввод скважин в эксплуатацию и работы по увеличению приемистости скважин.

1.2 Технический контроль агента, используемого для поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении

Для поддержания пластового давления в продуктивных пластах нефтяных залежей могут использоваться следующие типы вод:

- пресные;
- пластовые;
- сеноманские.

Пресная вода – вода, добываемая из артезианских скважин, рек или других открытых водоисточников.

Пластовая вода – вода, отделенная от нефти в процессе ее подготовки.

Сеноманская вода – вода, добываемая из сеноманских горизонтов, встречающихся в геологическом разрезе месторождения.

Смешение пластовой и сеноманской вод (схожих по химическому составу), допускается при условии соответствия требованиям М-01.06.04.03-01 «Методические указания по отбору проб и контролю качества воды, используемой для заводнения нефтяных пластов месторождений АО «Газпром добыча Томск» и ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Для поддержания давления и повышения коэффициента нефтеотдачи в продуктивных скважинах производят закачку сточных вод обратно в пласт.

Сточными водами называются воды, которые образуются в результате обезвоживания и обессоливания нефти на УПН. Это в основном воды пластовые 85% и пресные 15%, добавляемые к нефти для ее обессоливания.

Вода не должна вызывать быстрого снижения приемистости нагнетательных скважин. Для поддержания приемистости нагнетательных скважин на определенном уровне содержание механических примесей и количество нефти в пластовой сточной воде, закачиваемой в продуктивный пласт, должна быть строго нормировано для каждого месторождения.

Нормирование примесей в пластовой сточной воде необходимо проводить с учетом геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов (в основном проницаемость и трещиноватость).

Также нужно обратить внимание на расположения нагнетательных скважин на площади месторождения (законтурные или внутриконтурные заводнение).

Известно, что чем чище пластовая сточная вода, закачиваемая в пласт, тем выше приемистость нагнетательных скважин и тем меньше, при всех прочих равных условия, необходимое их количество, а, следовательно, меньше расходы, связанные с поддержанием пластового давления.

Однако большая степень очистки пластовых сточных вод связана прежде всего, со значительным удорожанием строительства очистных сооружений, и, кроме того, она оказывается не оправданной. Поэтому к очистке пластовых сточных вод для каждого месторождения следует подходить сугубо индивидуально, и там, где проницаемость продуктивных коллекторов высокая 600-800 мД, нет необходимости в сооружении мощных и дорогих установок.

Степень очистки сточных вод должна быть такой, чтобы сохранялась устойчивая приемистость нагнетательных скважин при невысоком давлении 10 МПа закачки.

При закачке пластовых сточных вод в нагнетательные скважины следует учитывать также давление нагнетания вод и совместимость их с пластовыми [3].

Ухудшение коллекторских свойств зоны, примыкающей к скважине, происходит в результате:

- сужения поровых каналов и полной закупорки части из них за счет проникновения твердых частиц дисперсной фазы (промывочной жидкости или загрязненной закачиваемой воды);
- набухания глинистых минералов пласта при контакте с закачиваемой водой;

- образования нерастворимых осадков при взаимодействии закачиваемых вод с пластовыми; - образования стойких водонефтяных эмульсий, уменьшающих подвижность пластовой жидкости в зоне контакта;

- отрицательного влияния капиллярных и поверхностных явлений.

В настоящее время на Казанском НГКМ при подготовке воды для системы ППД при эксплуатации месторождений количество взвешенных частиц (КВЧ), содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП) и содержание растворенного кислорода в закачиваемой в пласт воде (таблица 1), являющихся важными нормируемыми параметрами, и оно должно соответствовать требованию действующего отраслевого стандарта ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Таблица 1 - Допустимое содержание механических примесей, нефти и кислорода в закачиваемой воде

Проницаемость пласта, мкм ²	Допустимое содержание, мг/л		
	Механических примесей	Нефти	Растворенного кислорода
до 0,1	до 3	до 5	не более 0,5
0,1 – 0,35	до 15	до 15	не более 0,5
до 0,6	до 40	до 40	не более 0,5

В таблице 2 представлены параметры контроля технологического процесса блочной кустовой насосной станции.

Таблицы 2 - Аналитический контроль технологического процесса блочной кустовой насосной станции

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемы й продукт	Место отбора пробы (место установки средств измерений)	Контроли- руемые показатели	Методы контроля (методика анализа, ГОСТ, ОСТ)	Норма	Частота контроля
1	2	3	4	5	6	7
1	Вода от УПН (РВС, С2, С2.1, С2.2, ОН1, ОН1.1) в ОВ1,2 (БКНС-1)	Вход ОВ1,2 (БКНС-1)	Содержание мехпримесей и нефти	ОСТ 39-231- 89 ОСТ 39-133- 81	300- 1000мг/л не более	1 раз/месяц
2	Вода из ОВ1,2 и С3 Вода из Р1, Р2 БКНС-2	ОВ1,2 и С3 Р1, Р2	Содержание мехпримесей и нефти	ОСТ 39-231- 89 ОСТ 39-133- 81	не более 40 мг/л	1 раз/месяц
3	Вода из РВ1,2 (БКНС-1) и на устье удаленной нагнетательной скважины Вода после фильтров БКНС-2	Выход насосной и РВ1,2, устье удаленной нагнетатель ной скважины Коллектор воды после фильтров БКНС-2	Размер и содержание мехпримесей и нефти	ОСТ 39-230- 89 ОСТ 39-231- 89 ОСТ 39-232- 89 ОСТ 39-133- 81	не более 5 мкм; не более 20 мг/л до 3 мг/л (мех. примеси) до 5 мг/л (нефть)	1 раз/месяц

Таблицы 3 - Физико-химические свойства пластовых вод

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Количество
1	Плотность воды	г/см ³	1,027
2	Содержание ионов	мг/л	
	Cl-		20208
	HCO ₃ -		366
	Ca ²⁺		1034
	Mg ²⁺		35
	Na+, K+		12327
	Feобщ		0,9
	SO ₄		204
3	pH		7,1

Тип пластовой воды (таблица 3) хлоридно-натриевый с минерализацией до 44 г/л.

В качестве рабочего агента в системе поддержания пластового давления используется вода апт-альб-сеноманского горизонта покурской свиты (БКНС-1, БКНС-2) с использованием всей подтоварной воды, выделившейся в процессе подготовки нефти, а также очищенные промливневые стоки (БКНС-1).

Таблица 4 - Физико-химические свойства сеноманской воды

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность воды	г/см ³	1,009
2.	Кислотность, pH		7.25
3.	Вязкость воды в пластовых условиях	сП	0.55-0.74
4.	Газонасыщенность воды	л/л	1,2
5.	Температура воды	°C	30-35
6.	Ионный состав воды	мг/л	
	Na+, K+		5119
	Ca ⁺²		640
	Mg ⁺²		268
	Cl-		9741
	HCO ₃ -		134
	SO ₄ --		48
	Fe общ		0,5

В составе растворенного газа в сеноманской воде преобладает метан (до 98%). Содержание углекислого газа до 0,4%, азота до 3%, тяжелых углеводородов – до 1%. Сероводород отсутствует.

Для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии и солеотложений предусматривается применение ингибиторов (таблица 5), вводимых на водозаборных скважинах.

Таблица 5 - Характеристика и рекомендуемая дозировка предлагаемого ингибитора коррозии

№ п/п	Наименование	Показатель	Примечание
1	Назначение агента	Используется против ручейковой коррозии	СНПХ 6301 «КЗ»
2	Рекомендуемая дозировка	~ 50 г/м ³	Может быть введен в чистом виде и в виде р-ра
3	Агрегатное состояние и однородность	Жидкость от светло- желтого до коричневого цвета	
4	Растворимость	Хорошая растворимость в нефти. Дисперсивен в воде	
5	Плотность при 20°C, кг/м ³	905	
6	Вязкость при 20°C, мм ² /с	Не более 25	
7	Температура застывания	-40°C	
8	Температура вспышки, °C	+36°C	ЛВЖ
9	Токсикологическая характеристика	В воздухе рабочей зоны ОБУВ, мг/м ³ - 40	3 класс умеренно опасных веществ

Для защиты оборудования и трубопроводов системы ППД от отложений солей предусматривается применение ингибитора СНПХ-5312. Ингибитор солеотложений СНПХ-5312 выпускается в виде двух марок: СНПХ-5312-С и СНПХ-5312-Т, что позволяет избирательно подбирать реагент к конкретным условиям.

В таблице 6 приведены характеристики используемого ингибитора солеотложения.

Таблица 6 - Характеристика ингибитора солеотложений СНПХ-5312

Наименование показателей	Основные характеристики	
	СНПХ-5312-С	СНПХ-5312-Т
Внешний вид	Жидкость	
Плотность при 20°C, г/см ³	1080-1170	
Водородный показатель (pH)	1,0-1,8	5,5-7,0
Температура застывания, °C, не выше	минус 45	
Удельный расход ингибиторов для защиты трубопроводов системы ППД, г/м ³	5-30	
Расход ингибиторов на приготовление жидкостей глушения, кг/м ³	0,11	

1.3 Подготовка сточных пластовых вод

Сточные воды, применяемые для поддержания пластового давления, состоят на 85 - 90 % из добытой пластовой воды. В нефтедобывающих компаниях применяются как индивидуально разработанные методы подготовки сточных пластовых вод, так и взятые из смежных отраслей, применяющих крупнотоннажные системы очистки воды.

Наиболее часто применяют следующие методы:

- отстаивание воды;
- фильтрование воды через пористые или иные среды;
- флотация;
- коалесценция;
- центробежное разделение;
- диспергирование;
- удаление примесей поглотителями;
- озонирование.

В качестве технических средств, для отстаивания воды, используют резервуары отстойники (рисунок 4), нефтеловушки, пескоотделители и амбары-отстойники.

Резервуары-отстойники обеспечивают очистку сточной воды по герметизированной схеме. В зависимости от производительности, качества сырья и требований к очищенной воде применяют резервуары различной вместимости от 200 до 5000 м³ с разнообразной начинкой и обвязкой. Выбор и расчет резервуаров проводится исходя из времени отстаивания воды в течение 8-16 часов. Процесс очистки может производиться в циклическом или непрерывном режиме. Обвязка водоочистных резервуаров большей частью последовательная [4].

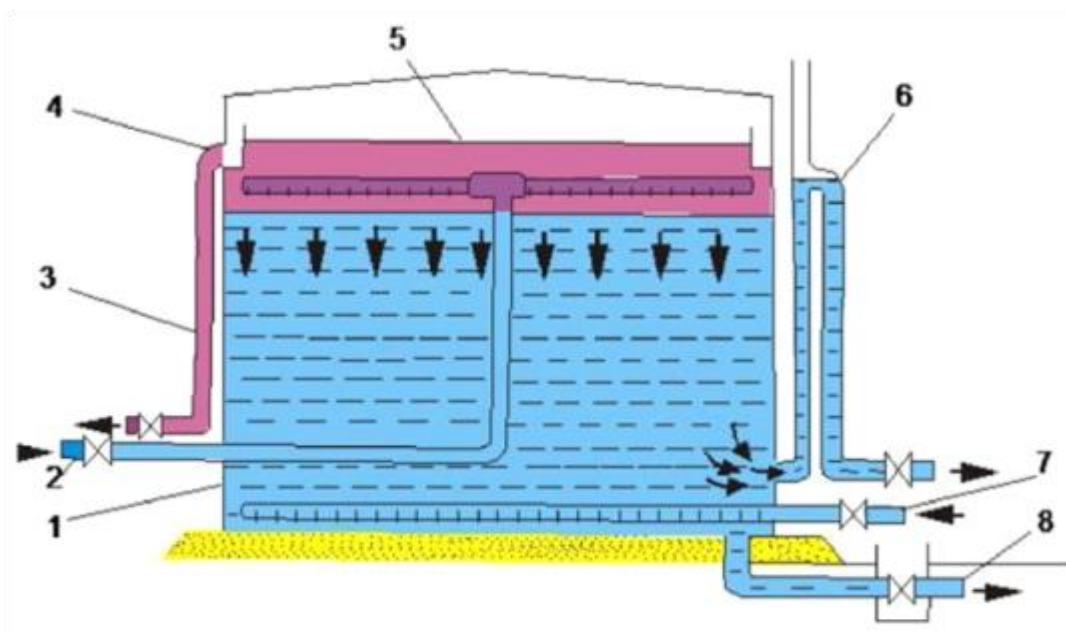


Рисунок 4 - Отстойник для очистки нефтепромысловых сточных вод: 1 - корпус резервуара - отстойника; 2 - трубопровод подачи загрязненной воды; 3 - трубопровод отвода уловленной нефти; 4 - кольцевой короб сбора уловленной нефти; 5 - лучевой распределитель ввода загрязненной воды; 6 - сифонный регулятор для поддержания уровня раздела фаз «нефть-вода» и отвода очищенной воды; 7 - трубопровод подачи воды для размыва осадка; 8 - трубопровод отвода шлама

Нефтеловушки (рисунок 5) или как еще их называют нефтеуловители, представляют собой очистительные системы, главное назначение которых, очистка производственных сточных вод от механических примесей и нефтепродуктов. Принцип работы таких сооружений основан на использовании гравитационных сил, то есть сточные воды очищаются путем отстаивания.

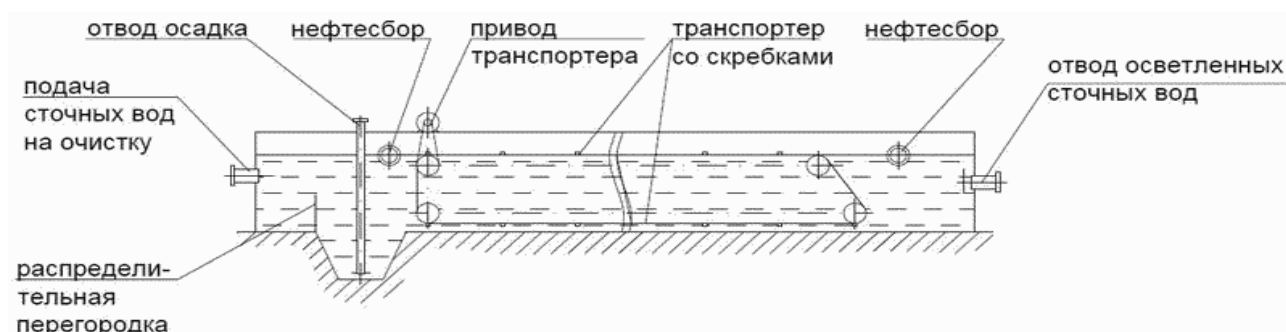


Рисунок 5 – Горизонтальная нефтеловушка для очистки механических примесей и нефтепродуктов

Горизонтальные нефтеуловители представляют собой большие резервуары-отстойники с несколько параллельно расположенными секциями, которые образованы перегородками. Из распределительной камеры, расположенной отдельно, нефтесодержащие стоки, двигаясь по трубопроводам, просачиваются через щелевые отверстия в перегородках в каждую секцию нефтеуловителя. Очищенные от нефтепродуктов воды движутся к концу секции под затопленной стенкой, удерживающей нефть, и, пройдя через водослив, попадают в специальный отводящий лоток, а оттуда уже попадают в трубопровод. В зимний период поверхность жидкости обогревается посредством змеевика, это делается для уменьшения вязкости нефти.

Скребковый транспортер, по мере накопления нефти на поверхности, сгоняет ее к щелевым поворотным трубам, через которые она и удаляется из нефтеловушки. Тот же транспортер убирает и осадок, выпадающий на дно отстойника, сгребая его к приемку. Оттуда отстой через илопровод периодически выводят посредством донных клапанов или же гидроэлеваторов [5].

1.4 Анализ схемы поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении

На промысле используются блочные кустовые насосные станции БКНС-1 и БКНС-2.

БКНС входят в состав цеха по добыче, подготовке нефти, газа и конденсата (ЦДПНГиК) Казанского НГКМ и расположены: БКНС-1 (таблица 7) на территории УПН, БКНС-2 на территории месторождения в 210 м восточнее кустовой площадки № 10бис и в 112 м юго-восточнее кустовой площадки № 1бис.

Данные кустовые насосные станции предназначены для подготовки сеноманской и пластовой воды и подачи ее по водоводам высокого давления в нагнетательные скважины системы ППД.

Таблица 7 - Проектная мощность системы поддержания пластового давления блочной кустовой насосной станции №1

Объект	Максимальная добыча сеноманской воды, тыс.м ³ /год	Максимальный объем закачки в систему ППД, тыс.м ³ /год
БКНС-1	1400	1500

В состав сооружений блочной кустовой насосной станции БКНС-1 входят следующие технологические сооружения:

- блочная кустовая насосная станция;
- установка дегазации сеноманской воды;
- отстойники воды;
- дренажная емкость.
- блок распределения воды;
- резервуары накопители воды;

Блочная кустовая насосная станция №1 (рисунок 6, Приложение А) предназначена для повышения давления воды и представляет собой комплекс технических средств, смонтированных в блок-боксе, составляющем помещение

собственно, насосной станции с подпорными насосами и основными насосами фирмы «Купер».

С. номинальной производительностью каждого по 1300 м³/сут и давлением нагнетания до 21 МПа.

Станция выполнена в блочном исполнении, укомплектована насосными агрегатами, отопительными и вентиляционными системами, электрооборудованием, автоматикой, сигнализирующей о загазованности и пожарной сигнализацией в полной заводской готовности.

Сеноманская вода для поддержания пластового давления БКНС-1 (таблица 8) по однетрубной системе поступает с водозаборных скважин куста № 3.

Далее поступает в сепаратор для разгазирования и одновременной очистки сеноманской воды от возможных твердых включений (песок, глины).

Пластовую воду получают из трехфазного сепаратора второй ступени и отстойников нефти.

Таблица 8 - Количество воды, поступающей на блочную кустовую насосную станцию №1

Время	Поступление сеномана, М ³	Сброс УПН подтовара, М ³	Отдача воды на БКНС-2	РВ-1, 700		РВ-2, 700		Общее наличие, М ³	Закачка, М ³	Сброс воды с аппаратов С2/1, С2/2
				Взлив, см	Наличие, М ³	Взлив, см	Наличие, М ³			
16	0,0	398,0	403,0	532	452	0	0	452	0	400
18	0,0	394,0	401,0	523	445	0	0	445	0	392
20	0,0	391,0	394,0	520	442	0	0	442	0	390
22	0,0	402,0	402,0	520	442	0	0	442	0	400
0	0,0	404,0	404,0	520	442	0	0	442	0	407
2	0,0	398,0	405,0	512	435	0	0	435	0	400
4	0,0	399,0	404,0	506	430	0	0	430	0	399
6	0,0	399,0	398,0	507	431	0	0	431	0	399
8	0,0	395,0	393,0	509	433	0	0	433	0	397
10	0,0	398,0	398,0	509	433	0	0	433	0	400
12	0,0	382,0	385,0	506	430	0	0	430	0	380
14	0,0	373,0	367,0	513	436	0	0	436	0	374
Сутки	0,0	4733,0	4754,0						0	4738

Дальнейшая очистка сеноманской и пластовой воды выполняется в аппаратах для очистки воды для получения необходимой степени концентрации нефти и мех примесей.

После предварительной очистки вода поступает в один из резервуаров накопителей РВС 1, 2 выполняющих также функцию дополнительных отстойников воды. Нефтяная пленка из РВС 1, 2 периодически по мере накопления выводится в подземную емкость.

Из резервуаров накопителей, очищенная до необходимой степени по нефти и по механическим примесям (таблица 9), вода поступает во всасывающий коллектор высоконапорной блочной кустовой насосной станции БКНС-1, сжимается

подпорными насосами и подается по коллектору на приемный трубопровод горизонтальных насосных установок, которые в свою очередь пропуская через себя жидкость повышают давление до необходимого, для транспортировки по трубопроводам высокого давления ($P_{\text{раб}} = 20 \text{ МПа}$) в напорный трубопровод высокого давления на блок БРВ, откуда происходит распределяется по кустовым площадкам.

Таблица 9 -Техническая характеристика блочной кустовой насосной станцию №1

Параметры	Значения
Количество насосных агрегатов, шт.	8 (4 основных + 4 подпорных)
Тип насоса (подпорный насос)	ГНУ-1300-2100 (1K100-65-250 Grundfos NB-50/50)
Температура рабочей среды, °C	5...60
Давление всасывания подпорных насосов, МПа	0,01-0,08
Давление нагнетания, МПа	21
Производительность одного агрегата, м ³ /сут.	1300
Производительность подпорного агрегата, м ³ /сут.	1920

Таблица 10 - Проектная мощность системы поддержания пластового давления на блочной кустовой насосной станцию №2

Объект	Максимальная добыча сеноманской воды, тыс.м ³ /год	Максимальный объем закачки в систему ППД, тыс.м ³ /год
БКНС-2	4100	6000

В состав сооружений блочной кустовой насосной станции БКНС-2 (таблица 10) входят следующие технологические сооружения:

- блочная кустовая насосная станция;
- площадка сепарации воды;
- резервуары воды $V=2000 \text{ м}^3$ (2 шт.);
- свеча рассеивания газа;
- аварийная емкость $V=63 \text{ м}^3$;
- дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$;
- пескоотделитель $V=60 \text{ м}^3$;
- емкость масла $V=8 \text{ м}^3$;
- емкость для сбора уловленной нефти $V=8 \text{ м}^3$;
- блок распределения воды;
- блок подачи ингибитора коррозии.

Блочная кустовая насосная станция №2 (рисунок 7, Приложение Б) предназначена для повышения давления воды и представляет собой комплекс технических средств, смонтированных в блок-боксе, составляющем помещение собственно насосной с центробежными насосами ЦНС 220-1900, с подпорными насосами ЦНСн 315-126. Станция выполнена в блочном исполнении, укомплектована насосными агрегатами, отопительными и вентиляционными системами, электрооборудованием, автоматикой, сигнализирующей о загазованности и пожарной сигнализацией в полной заводской готовности.

В блоке насосной БКНС-2 размещены блок фильтров с фильтрами грубой и тонкой очистки.

Сеноманская вода для поддержания пластового давления БКНС-2 (таблица 11) по однетрубной системе поступает с водозаборных скважин куста № 1 бис в сепараторы для разгазирования и одновременной очистки сеноманской воды от возможных твердых включений (песок, глины).

Таблица 11 – Количество воды, поступающей на блочную кустовую насосную станцию № 2

№ куста	№ скважины	Рбуф	Рзат	Рлин	Ток ПЭД	Частота	Загрузка ПЭД	Дшт.	Добыча за сутки	Состояние
		атм	атм	атм	А	Гц			м3/сут	
3	1 бис	0,0	0,0	0,0				65	0	останов
	2 бис	0,0	0,5					65	0	останов
1 бис	3 бис Э3000		0	2				65	0	останов
	4 бис Э3000	2,9	0	2	46,1	49,0	53,0	65	2643	в работе
	5 бис Э1000		0,0	2				65	0	останов
	6 бис Э3000	3,1	0	2	50,0	49,3	57,0	65	1314	в работе
	7 бис Э3000		0	2				65	0	останов
	8 бис Э3000	3,3	0,0	2	50,8	48,0	58,0	65	3450	в работе
									7407	

Далее вода из сепараторов, поступает в один из резервуаров-отстойников, выполняющих также функцию дополнительных дегазаторов воды.

Сбор дренажа от сепараторов предусмотрен в дренажную емкость, снабженную подогревателем для предотвращения застывания воды и погружным насосным агрегатом типа НВ 50/50. Откачка из емкости осуществляется на вход резервуаров РВС 1, 2. Также в дренажную емкость предусмотрен слив водяного конденсата из трубопровода подачи газа на свечу рассеивания.

Очистка сеноманской воды, подаваемых в РВС 1, 2, до необходимой степени – 20-40 мг/л по механическим примесям, производится в одну стадию с помощью технологии очистки воды отстоем. Технология основана на способности воды очищаться от взвешенных твердых частиц путем гравитационного оседания их на дно РВС. Подача воды в РВС выполнена сбоку через перфорированное распределительное устройство непосредственно в верхний слой отстоянной воды.

Схемой предусмотрено включение резервуаров-отстойников воды в параллельном и последовательном режиме, что определяется степенью необходимой очистки воды по результатам мониторинга приемистости нагнетательных скважин. Окончательная очистка сеноманской воды, выполняется в блоке фильтров насосной станции.

После резервуаров накопителей очищенная до необходимой степени по механическим примесям, вода поступает во всасывающий коллектор блочной кустовой насосной станции БКНС на блок подпорных насосов (рисунок 8, Приложение В). От подпорных насосов вода с давлением 1,26 МПа подается в блок фильтров, где проходит двухступенчатую очистку на последовательно установленных фильтрах грубой и тонкой очистки. В блоке предусмотрены 4 фильтровальные линии с производительностью 315 м³/час каждая. Тонкость фильтрации фильтров грубой очистки составляет – 25 мкм, тонкой очистки – 1 мкм.

Пройдя через блоки фильтров, вода очищенная до требований ОСТ 39-225-88, подается на вход основных насосов, сжимается до 20,5 МПа и подается по напорному трубопроводу высокого давления на блок гребенок БГ, откуда распределяется по кустовым площадкам.

Для защиты оборудования и трубопроводов системы ППД от отложений солей и действия коррозии схемой предусмотрен дозированный ввод ингибиторов солеотложений и коррозии из блока дозирования ингибиторов БР.

В таблице 12 представлены технические характеристики БКНС-2.

Таблица 12 - Техническая характеристика блочная кустовая насосная станция №2

Параметры	Значения
Количество насосных агрегатов, шт.	10 (6 основных + 4 подпорных)
Тип насоса (подпорный насос)	ЦНС 220-1900 (ЦНСн 315-126)
Температура рабочей среды, °С	5...60
Давление всасывания подпорных насосов, МПа	0,01-0,08
Давление нагнетания, МПа	
Производительность одного агрегата, м ³ /сут.	19
Производительность подпорного агрегата, м ³ /сут.	5280
	7560

1.5 Характеристика текущего состояния фонда нагнетательных скважин

Таблица 13 – Текущее состояние фонда нагнетательных скважин

Фонд скважин	Категория	Количество
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	116
	Возвращено с других горизонтов	0
	Переведено из добывающих	21
	Всего	116
	В т.ч. под закачкой	102
	В бездействии	14
	В освоении после бурения	0
	В консервации	0
	В эксплуатации на нефть	0
	Переведено на другие горизонты	0
	Ликвидировано	0
	Переведено в другие категории	0

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НАСОСОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАСОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Анализ технологических схем и норм работы блочных кустовых насосных станций №1 и №2

Сеноманская вода от водозаборных скважин куста № 3 по однотрубной системе поступает на установку дегазации в сепаратор. Разгазирование сеноманской воды происходит в сепараторе при давлении 1,0 - 1,2 кгс/см². Газы разгазирования из сепаратора сбрасываются на факел низкого давления. Минимальное давление в аппарате поддерживается клапаном.

Одновременно с разгазированием в сепараторе производится очистка сеноманской воды от возможных твердых включений (песок, глины). Сепаратор установлен с уклоном в сторону вывода промывочной воды.

Размыв осадка производится подачей воды по отдельной линии. Рекомендуемая частота промывки сепаратора – раз в квартал, то есть четыре раза в год. Рекомендация дана с учетом производительности очистных сооружений. Уменьшение разового объема сброса осадка достигается увеличением количества промывок. Возможный объем осадка принят на основе лабораторных данных по количеству КВЧ на устьях водозаборных скважин в начальный период ~ 40 г/м³, который при отработке скважин снижается, и последующая частота промывок уточняется.

Последующая очистка сеноманской и пластовой воды, поступающей из трехфазного сепаратора, II ступени сепарации и отстойников нефти, выполняется в аппаратах очистки воды.

Очистка пластовой воды, а также сеноманской воды, подаваемых в аппараты очистки воды до необходимой степени – до 40 мг/л по нефти

и до 40 мг/л по мехпримесям, производится в одну стадию с помощью технологии очистки воды на гофрированных коалесцирующих пластинах.

Технология основана на способности капель воды очищаться от примесей нефти и взвешенных твердых частиц при прохождении через коалесцеры. В качестве коалесцеров используется тонкослойные блоки гофрированных пластин достаточной толщины находящихся на пути движения воды. Подача воды в аппарат выполнена сбоку через перфорированное распределительное устройство непосредственно в блоки пластин, при прохождении (фильтрации) через который, происходит отделение частиц нефти от воды. Схемой предусмотрено включение отстойников воды в параллельном и последовательном режиме, что определяется степенью необходимой очистки воды по результатам мониторинга приемистости нагнетательных скважин.

Давление в аппарате поддерживается не менее 0,5 кгс/см² достаточным для наполнения резервуаров. Сброс избытка газа осуществляется клапаном на факел низкого давления ФУ УПН. В отстойниках предусматривается автоматическое регулирование уровней нефти и воды с помощью клапанов. Нефть из отстойников воды периодически по уровню выводится в подземные емкости с дальнейшей откачкой погружным насосом в технологический процесс УПН, на вход отстойника нефти или в РВС резервуарного парка.

Далее вода поступает в один из резервуаров накопителей, выполняющих также функцию дополнительных отстойников воды. Нефтяная пленка из РВС периодически по мере накопления выводится в подземную емкость.

После резервуаров накопителей, очищенная до необходимой степени по нефти и по мехпримесям, вода поступает во всасывающий коллектор высоконапорной блочной кустовой насосной станции (БКНС-1), сжимается насосами и подается по коллектору ($P_{\text{раб.}} = 1,26 \text{ МПа}$) в напорный трубопровод, идущий к резервуарному парку БКНС-2.

Таблица 14 - Нормы технологического режима блочной кустовой насосной станции №1

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологическ их параметров	Примечание
Отстойник воды ОВ1, ОВ2					
1	- давление	PIC-1	кгс/см ² (изб)	0,5 – 0,8	От нижней образующей в сборнике От нижней образующей аппарата
	- температура		°С	5 - 40	
	- уровень нефти в Сборнике	LIC-11	мм	720	
	- уровень нефть-вода	LIC-12	мм	2200-2300	
Сепаратор сеноманской воды С3					
2	- давление	PIC-1	кгс/см ² (изб.)	1,0 - 1,5	От нижней образующей аппарата
	- температура	TI-1	°С	5 - 30	
	- уровень	LIC-1	мм	600 - 1500	
	Насосы БКНС НЗ/1,2,3,4 (Н4/1,2,3,4)				
3	- давление всаса	PIS-1	кгс/см ² (изб)	1,0-3,5 (0,1-1)	
	- давление нагнетания	PIS-2	кгс/см ² (изб)	145-200 (2-3,5)	
	- давление масла	PIS-4	кгс/см ² (изб)	1,3-4,0	
	- температура корпуса	TIS-12,13	°С	до 80	
	- температура масла в упорной камере	TIS-14,15	°С	до 80	
	- температура эл. двигателя и подшипников	TIS-2	°С	до 115	
	- вибрация	VIS-1	мм/с	до 7,1	
	- расход воды	FI-1	м ³ /сут	880-1680	
	Накопительный резервуар ППД РВ1,РВ2				
4	- уровень воды	LIS-12	м	до 7,5	
	- межфазный уровень	LIS-11	м	до 7,5	
	- температура	TI-1	°С	5-40	
	Емкость дренажная Е5				
5	- уровень	LIS-1	мм	300-1700	
	- температура	TIS-1	°С	5-40	
	- давление нагнетания насоса	PIS-1	кгс/см ²	3-5	
	Блок распределения воды БРВ				
6	- давление входа	PI-1	кгс/см ² (изб)	145-200	
	- температура воды	TI-1	°С	Не менее 10	
	- расход воды на кусты № 1, 3, 5, 7, 10, 14	FI-1,2,3,4,5	м ³ /сут.	900-3900	
	- расход воды на куст № 2	FI-3,5	м ³ /сут.	100-250	

Технологическая схема подготовки воды обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, замер расхода воды, разгазирование и очистку сеноманской воды, сбор подтоварной воды и подачу воды для закачки в нагнетательные скважины. Схемой определен состав оборудования для возможности сбора и подготовки воды до параметров, соответствующих ОСТ 39-225-88.

Для обеспечения необходимых объемов закачки воды в нагнетательные скважины системы ППД месторождения на БКНС-2 предусмотрена подготовка сеноманской воды. Схемой предусмотрена подача пластовой воды с УПН, на вход резервуаров Р1, 2.

Процесс предварительной подготовки сеноманской воды заключается в разгазировании и очистке ее от механических примесей на установке дегазации.

Сеноманская вода от водозаборных скважин куста № 1бис по однетрубной системе поступает на установку дегазации в сепараторы. Разгазирование сеноманской воды происходит в сепараторах при давлении 1,0 - 1,5 кгс/см². Газы разгазирования из сепараторов сбрасываются на свечу рассеивания. Давление в них и необходимый уровень поддерживается клапанами. На сепараторах предусмотрена установка предохранительных клапанов типа СППК4Р-50-16ХЛ1 с $P_{сраб}=2,0$ кгс/см², для защиты оборудования от превышения давления. Сброс газа с предохранительных клапанов сепараторов осуществляется на свечу рассеивания.

Одновременно с разгазированием в сепараторах производится очистка сеноманской воды от возможных твердых включений (песок, глины). Сепаратор установлен с уклоном в сторону вывода промывочной воды.

Размыв осадка производится подачей воды по отдельной линии. Рекомендуемая частота промывки сепараторов – раз в квартал, то есть четыре раза в год. Рекомендация дана с учетом производительности очистных сооружений. Уменьшение разового объема сброса осадка достигается увеличением количества промывок. Возможный объем осадка принят на основе лабораторных

данных по количеству КВЧ на устьях водозаборных скважин в начальный период ~ 40 г/л, который при отработке скважин снижается, и последующая частота промывок уточняется.

Далее вода из сепараторов, поступает в один из резервуаров-отстойников, выполняющих также функцию дополнительных дегазаторов воды.

Сбор дренажа от сепараторов предусмотрен в дренажную емкость Е1 объемом 63 м³, снабженную подогревателем для предотвращения застывания воды и погружным насосным агрегатом типа НВ 50/50. Откачка из емкости осуществляется на вход резервуаров. Также в дренажную емкость Е1 предусмотрен слив водяного конденсата из трубопровода подачи газа на свечу рассеивания.

Очистка сеноманской воды, подаваемых в резервуары, до необходимой степени – 20-40 мг/л по мехпримесям, производится в одну стадию с помощью технологии очистки воды отстоем. Технология основана на способности воды очищаться от взвешенных твердых частиц путем гравитационного оседания их на дно РВС. Подача воды в РВС выполнена сбоку через перфорированное распределительное устройство непосредственно в верхний слой отстоянной воды. Схемой предусмотрено включение резервуаров-отстойников воды в параллельном и последовательном режиме, что определяется степенью необходимой очистки воды по результатам мониторинга приемистости нагнетательных скважин. Окончательная очистка сеноманской воды, выполняется в блоке фильтров насосной блока БКНС-2.

Кроме сеноманской воды в резервуары по трубопроводу от УПН подается подтоварная вода, где она дополнительно подготавливается до установленных требований совместно с сеноманской водой. Уловленная нефть, через нефтеуловители РВС, установленные на высоте 10,0 метров, поступает в емкость для сбора из которой по мере накопления откачивается погружным насосом НВ 50/50 в автоцистерну и вывозится на УПН Казанского НГКМ.

После резервуаров накопителей очищенная до необходимой степени по мехпримесям, вода поступает во всасывающий коллектор блочной кустовой насосной станции БКНС -2 на вход основных насосов Н1/1.6, сжимается высоконапорными насосами до 22 МПа и подается по напорному трубопроводу высокого давления на блок гребенок, откуда распределяется по кустовым площадкам. Дренаж с насосного оборудования БКНС также направляется в пескоотделитель.

Для защиты оборудования и трубопроводов системы ППД от отложений солей и действия коррозии схемой предусмотрен дозированный ввод ингибиторов солеотложений и коррозии из блока дозирования ингибиторов в нагнетательный трубопровод после БКНС.

Сбор дренажей от блока дозирования ингибиторов и блока гребенки предусмотрен в дренажную емкость объемом 8 м³. Емкость оборудована встроенным подогревателем для исключения застывания дренажного продукта и погружным насосным агрегатом НВ 50/50. Откачка дренажа из емкости осуществляется в автоцистерну с последующей закачкой в технологический процесс.

Технологической схемой предусмотрен сбор дренажа масла от маслосистемы блочной кустовой насосной станции в дренажную емкость объемом 8 м³, снабженную внутренним подогревателем для исключения застывания дренажного продукта и погружным насосом типа НВ 50/50. Откачка из емкости предусматривается в автоцистерну, с последующим вывозом отработанного масла на УПН Казанского НГКМ и закачкой в технологический процесс. В таблице 15 (приложение Д) представлены нормы технологического режима БКНС – 2.

2.2 Оптимизация показателей системы поддержания пластового давления с помощью модернизации технологического оборудования на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении

Наименование — насос центробежный секционный.

Обозначение - ЦНС 220-700...1900 УХЛ4, (ЦНС 220-700; ЦНС 220-1050; 220-1422 и 220-1900) где ЦНС - центробежный насос секционный;

220 - подача, м³/ч

700, 1050, 1422, 1900- напор, м.

Назначение закачивание в нефтяные пласты пресных. пластовых и сточных нефтепромысловых вод для поддержания пластового давления

Конструкция насосов разработана на базе насосов ЦНС 180-1050, ГАНС 180-1422.

ЦНС 180-1900, изготавливаемых по ту 26-06-880-74 и ту У 3.19-05747991-012-95.

Проточная часть насосов ЦНС 180-1050, ЦНС 180-1422, ЦНС 180-1900 при модернизации заменена проточной частью, разработанной по конструкторской документации в соответствии с техническими условиями ТУ 3631- 073 00147105-2006, с расширенным диапазоном подач до 220 м³/ч.

Модернизированным насосам присваивается обозначение ЦНС 220-700, ЦНС 2201050. ЦНС 220-1422 или ЦНС 220-1900 (в зависимости от количества ступеней. т.е. создаваемого напора).

Насосы относятся к изделиям конкретного назначения (ИКИ) вида 1, восстанавливаемым по ГОСТ 27.003-90.

Категория помещений, в которых устанавливаются насосы по взрывопожарной опасности - Д, в соответствии с НПБ 105-03.

Место эксплуатации насосов - капитальные и блочные кустовые насосные станции системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений.

Насосы могут быть применены в других системах, если характеристики насосов и условия эксплуатации соответствуют требованиям, изложенным в ТУ и настоящих РТ).

Насосы допускают возможность параллельной работы в рабочей зоне характеристики согласно графику (рисунок 9).

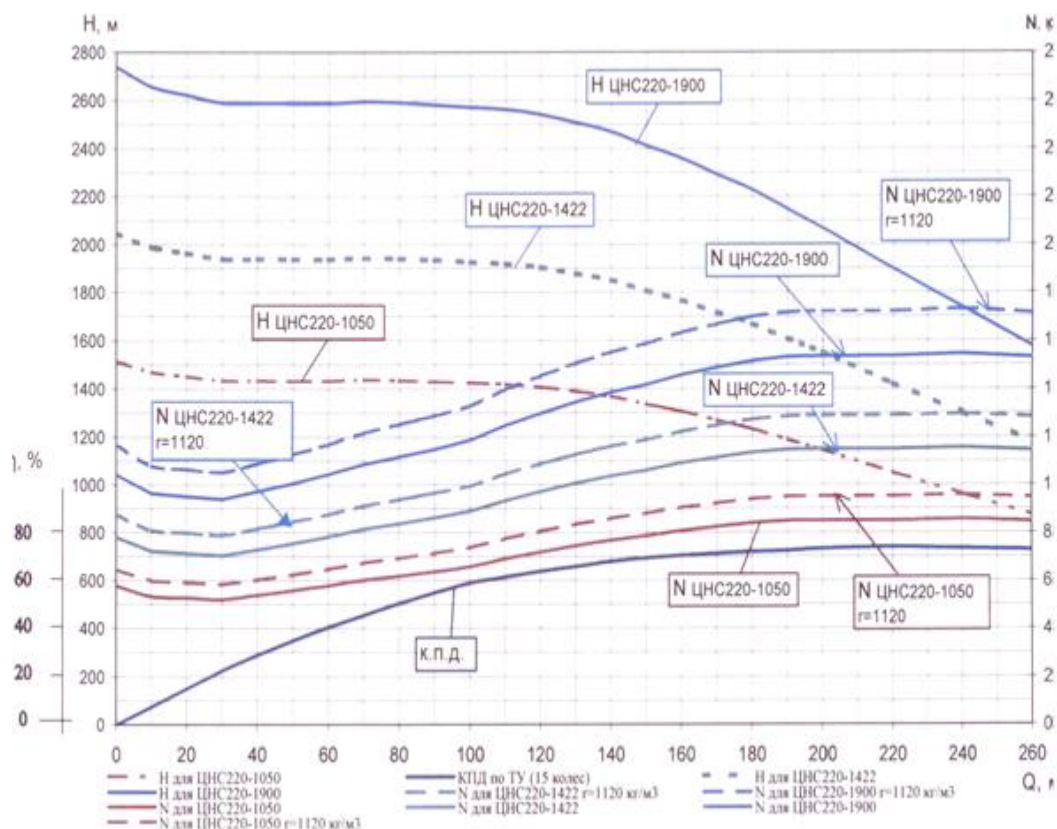


Рисунок 9 – График допустимой совместной параллельной работы насосов

Таблица 16 – Показатели назначения в номинальном рабочем режиме и пределы изменения показателей

Наименование показателей	Значение показателей по типоразмеру			
	ЦНС 220-700	ЦНС 220-1050	ЦНС 220-1422	ЦНС 220-1900
Подача, м³/ч(м³/с)				
Номинальная	220 (0,061)			
Максимальная	242 (0,067)			
Минимальная	154 (0,043)			
Напор при номинальной подачи, м	700	1050	1422	1900

Продолжение таблицы 16

Частота вращения (синхонная), с ⁻¹ (об/мин)	50(3000)			
Мощность при номинальной подаче, кВт, при ρ=1000 кг/м ³ ρ=1120 кг/м ³	570 590	850 952	1151 1290	1538 1715
Мощность максимальная насоса, кВт, при ρ=1120 кг/м ³	594	957	1296	1723
Давление на входе в насос, МПа (кгс/см ³)	3,04 (30)			
Примечание				
1. Допустимое производственное отклонение напора на номинальном режиме+5%: - 3%				
2. Величины мощности указаны при плотности перекачиваемой воды 1000 кг/м ³				
3. Снижение напора после выработки среднего ресурса до капитального ремонта не >6%				

Таблица 17 – Показатели технической и энергетической эффективности в номинальном режиме работы

Наименование показателей	Значение показателей
Коэффициент полезного действия, (%), не менее	74
Допускаемый кавитационный запас, м, не более	9
Внешние утечки через торцевое уплотнение, дм ³ /с (дм ³ /ч), не более	$2,77 \times 10^{-5}$ (0,1)
Примечание – допустимое производственное отклонение по КПД – минус 2%	

Центробежный насос типа ГАНС представляет собой энергетическую машину, в которой механическая энергия привода преобразуется в гидравлическую энергию потока перекачиваемой жидкости.

Конструкция насоса типа ГАНС разработана с учетом создания на одной корпусной базе (корпусные детали, рабочие колеса и пр.) насосов с различными напорами путем изменения количества ступеней.

Насосы типа ЦНС центробежные, секционные, горизонтальные. многоступенчатые с односторонним расположением рабочих колес, с гидравлической разгрузкой осевой силы гидропяткой.

Насос состоит из следующих основных узлов (Рисунок 10 Приложение Е): крышки всасывания 1, крышки напорной 2, секций первой 3, промежуточной 4 и последней 5 ступеней. ротора 6, узла силового кронштейна 18, узлов подшипников, встроенных 35,36, узла торцового уплотнения 34, узла гидроразгрузки, вспомогательных трубопроводов 22 и плиты насоса 21.

Направление вращения ротора насоса по часовой стрелке, если смотреть со стороны приводного конца вала, и обозначено стрелкой на передней стороне приемной крышки насоса.

Корпус насоса состоит из набора корпусов секций крышки всасывания, крышки напора и кронштейна.

Герметичность стыков между крышкой всасывания и корпусом секции 1-й ступени «между корпусами секций, между корпусом секции последней ступени и крышкой напорной обеспечивается металлическим контактом уплотняющих поясков с применением в качестве дополнительного уплотнения маслобензостойкого резинового шнура 8 круглого сечения (материал 4С по ГОСТ 6467-79).

Корпуса центрируются на уплотняющих поясках и стягиваются с крышками всасывания и напорной крышкой с помощью шпилек и гаек.

В корпусах секций по напряженной посадке посажены направляющие аппараты.

Ротор насоса состоит из рабочих колес, смонтированных на вал по скользящей посадке, диска гидроразгрузки, втулок скольжения и других деталей, собираемых на валу.

Во избежание перетока перекачиваемой жидкости по валу, имеется плотный контакт в стыках рабочих колес. Весь пакет ротора стягивается гайкой вала.

Уплотнения рабочих колес щелевого типа. С этой целью в направляющих аппаратах и корпусах направляющих аппаратов установлены уплотнительные кольца.

Во время работы насоса, вследствие давления среды на неравные по площади боковые поверхности рабочих колес, возникает осевое усилие, которое стремится сместить ротор насоса в сторону всасывания. Для уравнивания осевого усилия в насосе применяется разгрузочное устройство - узел гидравлический разгрузки. Узел гидравлической разгрузки (гидропята) состоит из втулок разгрузки и дистанционной втулки, диска гидроразгрузки, установленного на вал ротора, и кольца гидроразгрузки, закрепленного в напорной крышке.

Опорами ротора служат подшипники. Конструктивно опоры предусмотрены в двух вариантах исполнения:

Первый вариант

1. Опорами ротора служат встроенные подшипники скольжения, выполненные из материала силицированного графита, работающие в перекачиваемой среде и расположенные: со стороны закачки — в доработанной лобовой крышке всасывания; со стороны нагнетания — в заднем лобовом кронштейне.

Второй вариант

2. Опорами ротора служат со стороны всасывания — штатный выносной подшипник скольжения с применением системы принудительной смазки; со стороны нагнетания встроенный подшипник скольжения, расположенный в заднем силовом кронштейне и работающий в перекачиваемой среде.

Выбор варианта исполнения опор ротора в зависимости от конкретных требований Потребителя.

Для уплотнения вала насоса предусмотрено графитовое торцовое уплотнение из двух колец.

Защитный фланец, служит для предотвращения, разбрызгивания перекачиваемой среды в случае выхода из строя торцового уплотнения.

В нижней части крышки всасывания предусмотрено отверстие для слива утечек перекачиваемой среды во вспомогательный трубопровод и далее в дренаж.

Для исключения обратного тока перекачиваемой среды при остановленном насосе на напорном трубопроводе должен быть смонтирован обратный клапан.

Насос закрыт защитным кожухом.

Для контроля за работой насоса в составе агрегата и защиты от аварийных ситуаций предназначены система автоматики и КИП с термопреобразователями, установленными на насосе.

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток рабочего колеса и перекачиваемой жидкости.

Рабочее колесо, вращаясь, сообщает круговое движение жидкости, находящейся в межлопаточных каналах. Вследствие возникающей при этом центробежной силы, жидкость перемещается от входа к выходу рабочего колеса. Постоянство подачи жидкости на вход в рабочее колесо обеспечивается сетью.

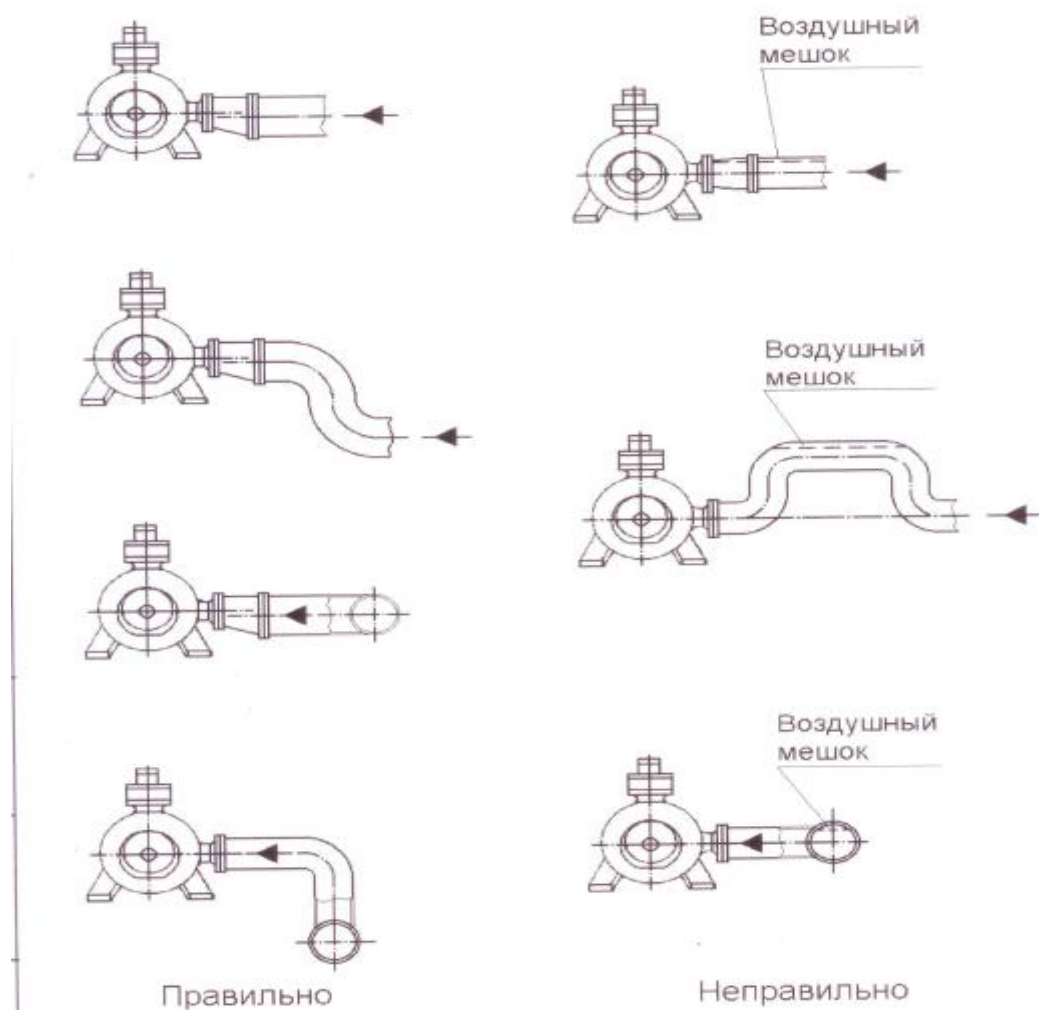


Рисунок 11 – Рекомендуемые примеры монтажа подводящих трубопроводов

Из рабочего колеса жидкость поступает в каналы направляющего аппарата и далее. на вход во второе рабочее колесо с давлением, созданным в первой ступени и т.д. Выйдя из последнего колеса, жидкость проходит через направляющий аппарат последней ступени в крышку нагнетания и в нагнетательный трубопровод.

Отвод перекачиваемой среды из камеры узла гидравлической разгрузки осуществляется в полость крышки всасывания через трубопровод разгрузки.

Вышедшая из разгрузочной полости жидкость поступает в винтовые канавки заднего встроенного подшипника скольжения, охлаждая его и далее в трубопровод разгрузки. Из трубопровода разгрузки жидкость попадает в полость переднего торцового уплотнения, охлаждая его, затем в винтовые канавки переднего встроенного подшипника и далее. в полость крышки всасывания.

Наименование насос центробежный секционный нефтяной.

Обозначение - ЦНСн 3 15-126 УХЛ

- ЦНСн 315-195 УХЛ
- ЦНСн 315-260 УХЛ
- ЦНСн 315-325 УХЛ
- ЦНСн 315-390 УХЛ
- ЦНСн 315-455 УХЛ
- ЦНСн 3 15-520 УХЛ
- ЦНСн 315-585 УХЛ
- ЦНСн 315-715 УХЛ
- ЦНСн 315-780 УХЛ

315 - подача, м³/ч;

126, 195, 260, 325, 390, 455, 520, 585, 650, 715, 780 - напор, м.

Назначение перекачивание товарной нефти с температурой от 274 К (1 °С) до 333 К (60 °С) в системах сбора, подготовки и транспорта нефти.

Насосы относятся к группе надежности по ГОСТ 6134-87.

Место эксплуатации агрегатов нефтяные насосные станции в капитальном или блочном исполнении в системах перекачивания нефти по магистральным, технологическим и вспомогательным нефтепроводам.

Насосы могут быть применены в любых других системах, если их характеристики и условия эксплуатации соответствуют требованиям, изложенным в ТУ и РЭ на конкретный насос.

Насосы допускают возможность параллельной работы в рабочих зонах характеристик согласно рисунка 12.

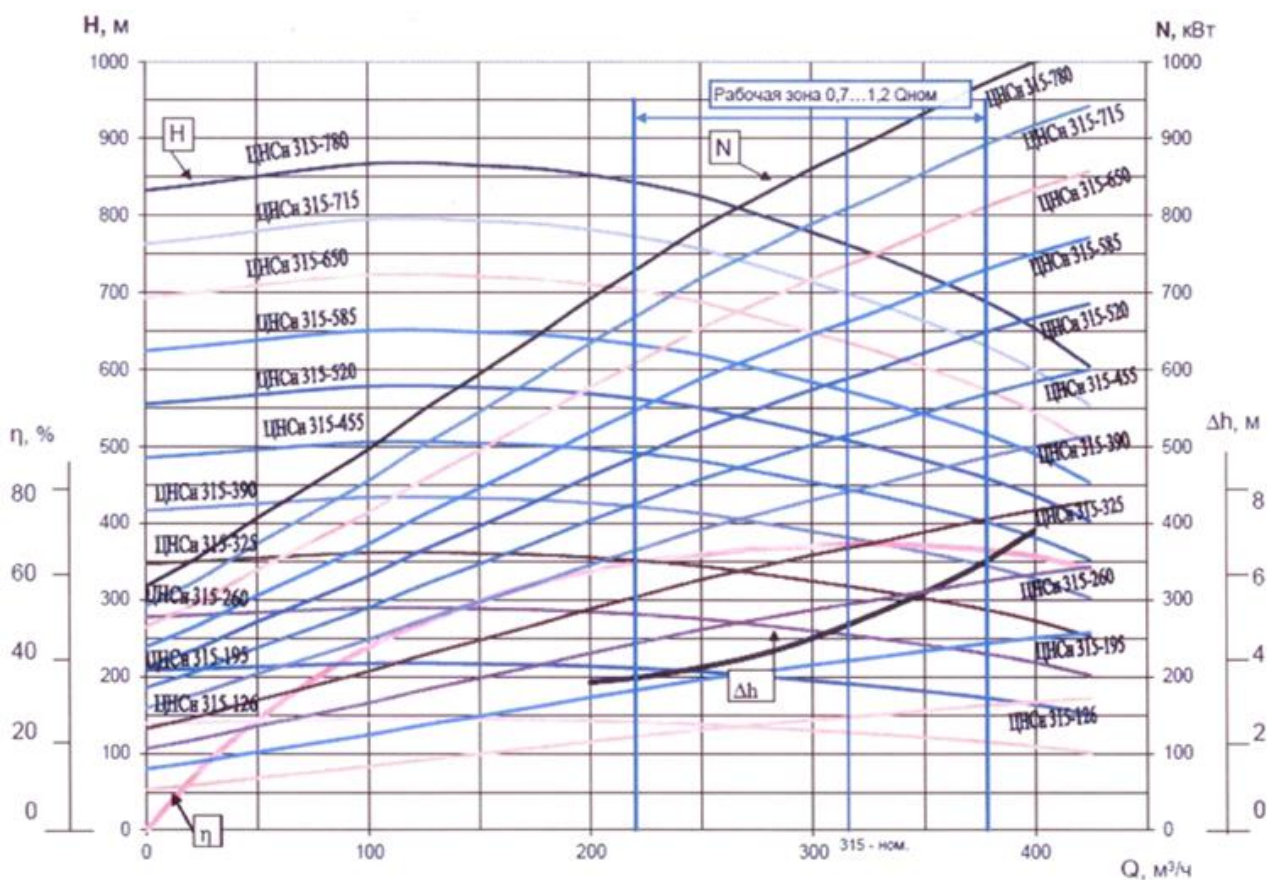


Рисунок 12 – Характеристики насосов ряда ЦНСн 315-126...780 УХЛ

Основные показатели насосов, их конструктивные и технологические данные приведены в таблице 18 (Приложение Ё).

3 РЕЗУЛЬТАТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЛОЧНОЙ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Модернизация всех объектов ППД и приведение их к наилучшим условиям работы в кратчайший период – задача весьма трудная.

В то же время текущие режимы работы насосных установок подвержены изменениям, вследствие чего даже правильно подобранное оборудование при проектировании и расчетах в реальных условиях работает неэкономично и не эффективно и требует применение альтернативных методов повышения производительности.

До перевооружения насосного оборудования на блочной кустовой насосной станции №2 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, производительность установки составляла 9132 м³/сут в таблице 19 представлены данные по закачке агента в пласт на примере одних рабочих суток за 2016 год.

Таблица 19 – Объем закачки агента в пласт блочная кустовая насосная станция №2

Время	БГ. Линия №4		БГ. Линия №5		Общая за 2 ч	Общая с начала суток
14:00-16:00	476	476	256	256	732	732
16:00-18:00	474	950	250	506	724	1456
18:00-20:00	491	1441	281	787	772	2228
20:00-22:00	489	1930	278	1065	767	2995
22:00-00:00	492	2422	279	1344	771	3766
00:00-02:00	490	2912	279	1623	769	4535
02:00-04:00	488	3400	278	1901	766	5301
04:00-06:00	489	3889	276	2179	767	6068
06:00-08:00	488	4377	277	2456	765	6833
08:00-10:00	489	4866	277	2733	766	7599
10:00-12:00	488	5354	277	3010	765	8364
12:00-14:00	490	5844	278	3288	768	9132

Основной целью технического перевооружения существующей системы ППД на БКНС-2 является замена насосного агрегата на более производительный и менее энергоемкий.

В объеме технического перевооружения системы, предусматривается выделение двух этапов проведения работ:

1. На первом этапе работ предстоит произвести монтаж нового насосного агрегата ЦНС-220-1900, а также произвести монтаж всех необходимых датчиков и приборов для правильной работы насоса;

2. На втором этапе необходимо произвести пуск в работу насосного агрегата на 72 часа для проверки параметров насоса.

После перевооружения БКНС-2 на более производительное оборудование оно позволило добиться:

1. Увеличить производительность закачки агента в пласт (таблица 20) при меньших затратах;

2. Увеличить меж. ремонтный период за счет применения более технологичных и качественных комплектующих насоса;

3. Снизить электрозатраты за счет уменьшения рабочих агрегатов, на данный момент для достижения поставленных задач достаточно использование трех насосов вместо четырех;

4. При использовании данных систем очистки закачиваемого агента в пласт и правильно подобранного оборудования для его закачки, мы получаем хорошую приемистость нагнетательных скважин, а, следовательно, и больший дебит добывающих скважин;

Таблица 20 - Объем закачки агента в пласт блочная кустовая насосная станция №2 2021г

Время	БГ. Линия №2	БГ. Линия №4	БГ. Линия №5	Общая за 2 ч (фонд)	Общая с начала суток
14:00-16:00	353	356	421	1132	1132
16:00-18:00	355	343	422	1125	2257
18:00-20:00	353	332	421	1126	3383

Продолжение таблицы 20

20:00-22:00	354	321	421	1126	4509
22:00-00:00	357	351	432	1170	5679
00:00-02:00	352	336	419	1137	6816
02:00-04:00	351	340	418	1129	7945
04:00-06:00	352	335	419	1136	9081
06:00-08:00	353	340	418	1132	10213
08:00-10:00	351	352	419	1133	11346
10:00-12:00	352	360	418	1130	12476
12:00-14:00	342	360	423	1142	13618

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Вахрушев Дмитрий Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость агрегата ЦНС – 12000000, Оплата труда - 213647,04
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 50% Надбавка за вахтовый метод работы - 16% Ежемесячная премия – 40%
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы – 30,2% Амортизационные отчисления – 10%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты продолжительности работ, материальных затрат, численности персонала, амортизационных отчислений
Планирование и формирование бюджета исследований	Составление плана-графика, расчет стоимости работ в рамках проекта
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет ресурсоэффективности операций ВПП

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график проведения работ одной бригады

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Вахрушев Дмитрий Александрович		21.04.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В таблице 21 представлены ряд компаний у которых имеются в использовании подобные насосные установки типа ЦНС. Данные компании занимают разные позиции в добыче полезных ископаемых и, следовательно, используют разные виды интернет ресурсов для поиска специалистов по замене агрегата типа ЦНС.

Таблица 21 – Карта сегментирования рынка услуг по замене насоса типа ЦНС

	Вид заменяемого агрегата		
	ЦНС 220-1900	ЦНС 315-126	ЦНС 220-2200
Крупные Добывающие Нефтяные компании	Газпром Добыча Томск	Газпром Добыча Томск	
Транспортирующие нефтяные компании	Транснефть		Транснефть
Малые Добывающие Нефтяные компании		Томскаянефть	

Проанализировав данную таблицу можно сделать вывод, что крупные добывающие компании отдают предпочтение поиску специалистов для выполнения данной операции на корпоративных сайтах и в интернет-каталогах.

Транспортирующие компании в свою очередь ищут подрядчика на корпоративных сайтах и на информационных порталах.

Малые добывающие компании пользуются ресурсами интернет-каталогов и информационными порталами.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

В таблице 22 приведена оценочная карта сравнения конкурентных технических решения. С помощью данной сравнительной карты можно провести анализ по многим критериям и определить подходящий тип необходимой насосной установки для определенных поставленных задач.

Таблица 22 – Оценочная карта сравнения конкурентных и технических решений

Критетерии оценки насосов	Вес крите- рия	Баллы			Конкуренто- способность		
		I	II	III	I	II	III
Технические критерии оценки ресурсоэффективности насосов							
1. Повышение производительности труда пользователя	1-5	5	3	4	5	2	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	1-5	5	2	4	5	2	3
3. Помехоустойчивость	1-5	5	3	3	5	2	2
4. Энергоэкономичность	1-5	3	4	4	4	5	5
5. Надежность	1-5	5	2	4	4	1	3
6. Уровень шума	1-5	4	3	3	4	3	2
7. Безопасность	1-5	5	2	4	5	2	3
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	1-5	5	3	3	5	3	3
9. Простота эксплуатации	1-5	5	2	4	5	2	3
10. Возможность подключения в сеть ЭВМ	1-5	3	3	2	3	3	2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	1-5	5	3	3	5	3	3
2. Цена	1-5	5	4	4	5	4	4
3. Предполагаемый срок эксплуатации	1-5	5	4	5	5	4	5
4. Послепродажное обслуживание	1-5	2	2	2	3	2	2
Итого	14-70	62	40	49	63	38	43

Где: I- ЦНС 220-1900; II- ГНУ 800-2100; III- ЦНС 180-1900.

Проведя анализ трех агрегатов по многим техническим критериям, можно сделать вывод, что насосный агрегат под номером I - ЦНС 220-1900 по многим показателям превосходит оставшиеся два агрегата.

В таблице 23 представлена матрица SWOT – анализа.

В ней представлен первый этап анализа, описание сильных, слабых сторон,

возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в ходе работы.

Таблица 23 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны	Возможности	Угрозы
С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность агрегата. С2. Экологичность агрегата. С3. Более простое обслуживание агрегата. С4. Более высокий спрос на агрегат. С5. Наличие квалифицированного персонала по производству агрегата.	Сл1. Отсутствие у потребителей квалифицированных рабочих по обслуживанию агрегата. Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения ремонта оборудования. Сл3. Отсутствие компаний, способных построить производство под ключ. Сл4. Большой срок изготовления и поставки агрегата потребителю. Сл5. Более дорогое техническое обслуживание.	В1. Использование инновационных технологий для усовершенствования агрегата. В2. Появление спроса на новых технологиях производства. В3. Повышение стоимости конкурентных агрегатов. В4. Снижение стоимости сырья и материалов для производства. В5. Дополнительное финансирование для усовершенствования агрегата.	У1. Отсутствие спроса на новые разработки агрегата. У2. Развитие новых технологий у конкурентных производств. У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукта. У4. Несвоевременное финансирование на новые разработки. У5. Ограничение спроса агрегата на рынке.

В таблице 24 представлен второй этап анализа, состоящий в выявлении сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта, которая помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон к возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0»-если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 24 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	+	+	-
	B2	-	-	-	+	0
	B3	-	-	-	+	-
	B4	+	-	-	+	0
	B5	+	+	+	+	0

Анализ интерактивных таблиц представляется в формате записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей или слабых сторон и возможностей. Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

В случае, когда две возможности сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. В этом случае, возможности описываются следующим образом: B1B5C1C3C4.

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT – анализа которая приводится в работе (таблица 25).

Таблица 25 – SWOT - анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	C1. Заявленная экономичность и энергоэффективность агрегата. C2. Экологичность агрегата. C3. Более простое обслуживание агрегата. C4. Более высокий спрос на агрегат. C5. Наличие квалифицированного персонала по производству агрегата.	Сл1. Отсутствие у потребителей квалифицированных рабочих по обслуживанию агрегата. Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения ремонта оборудования. Сл3. Отсутствие компаний, способных построить производство под ключ. Сл4. Большой срок изготовления и поставки агрегата потребителю. Сл5. Более дорогое техническое обслуживание.

Продолжение таблицы 5

Возможности В1. Использование инновационных технологий для усовершенствования агрегата. В2. Появление спроса на новых технологиях производства. В3. Повышение стоимости конкурентных агрегатов. В4. Снижение стоимости сырья и материалов для производства. В5. Дополнительное финансирование для усовершенствования агрегата.	Применение новых инновационных технологий позволит произвести увеличение экономичности и энергоэффективности агрегата. При появлении спроса на новых технологиях производства, произойдет большая востребованность в данном агрегате, а как следствие высокий спрос на приобретение. При повышении стоимости конкурентных агрегатов произойдет падение продаж, а следовательно и квалифицированный персонал будет не так востребован на данных предприятиях, это увеличит шансы на трудоустройство высококвалифицированных рабочих.	При отсутствии квалифицированных рабочих лиц у потребителя, могут возникнуть трудности в обслуживании технически усовершенствованных агрегатов.
Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые разработки агрегата. У2. Развитие новых технологий у конкурентных производств. У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукта. У4. Несвоевременное финансирование на новые разработки. У5. Ограничение спроса агрегата на рынке.	Для того что бы не произошло отсутствия спроса на новые разработки агрегата, необходимо четко понимать, что необходимо потребителю и производить нововведения постепенно. При стремительном развитии новых технологий у конкурентов необходимо произвести анализ того, что они внедряют, а после этого предоставить не чем не уступающий аналог с более привлекательными характеристиками. Для того, что бы спрос на данный агрегат на рынке не потерял своей актуальности необходимо проводить демонстрационный мероприятия, а также искать пути развития в других промышленных отраслях.	При введении дополнительных государственных требований к сертификации продукта может привести к самым не желательным последствиям, потере спроса на рынке, не актуальность данного агрегата по тем или иным причинам. Резкое и стремительное финансирование государством конкурентных предприятий, может привести к закрытию производства из-за не рентабельности агрегата и производства в целом.

4.2.1 Планирование и оценка времени выполнения работ

4.2.2 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:

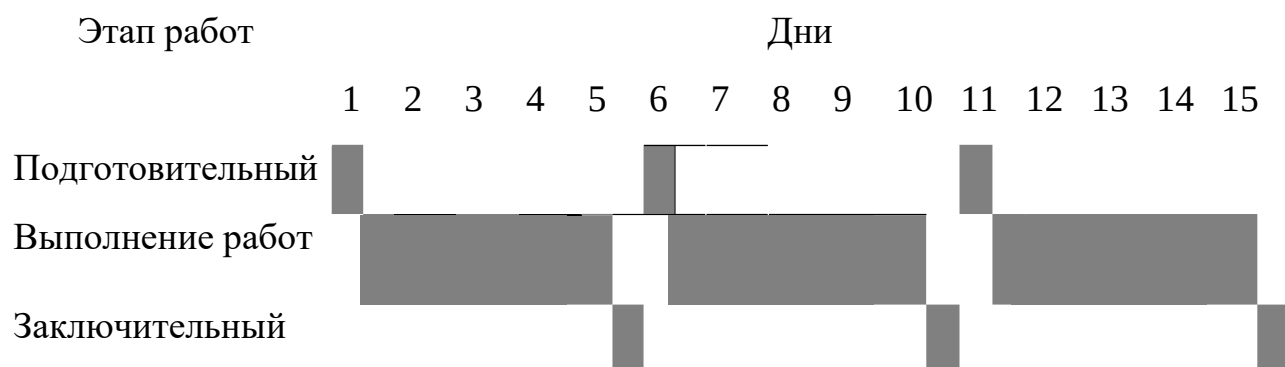
1. выезд на участок;
2. подготовка аппаратуры;
3. непосредственно замена насоса ЦНС;
4. возвращение в административный корпус;
5. обработка результатов.

Продолжительность работ определяется исходя из руководящего документа на проведение данных работ. В таблице 26 представлены нормы времени на выполнение данной операции.

Таблица 26 – 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	10	3 человека
4	Замена	48	3 человека
5.	Возвращение в административный корпус	1	3 человека
6	Обработка результатов	11	3 человека
Общая продолжительность работ:		72	3 человека

Таблица 27 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой



4.3.1 Бюджет выполнения работ по оценке насоса ЦНС и его замены за одну вахтовую смену

4.3.2 Нормативная база для расчёта вахтенной смены

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

Таблица 28 – 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

Продолжение таблицы 28

2	Страховые взносы	30,2 % 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 50 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

4.3.3 Расчет стоимости работ

Таблица 29 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала	Цена за единицу, руб	Стоимость материалов, руб.
ГСМ	1000 л	37	37000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	14889,6
Итого			51889,6

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 также 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 186 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате 50 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 30.

Таблица 30 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Месяч-ная тариф-ная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия руб/ч	Районный коэффициент, руб/ч.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб/ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Водитель	1	21948	118	61	47,2	59	18,8	45198
Ремонтная бригада	2	33666	181	61	72,4	90,5	28,96	138703,92
Мастер	1	39432	212	61	84,8	106	33,92	81294,92
Итого								265196,84

Зная часовую ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 1148,64 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 186 часов, стоимость бригады составит 213647,04 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ (таблица 31).

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 31 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,2%)	Всего, руб.
Затраты	213647,04	6195,76	10895,99	64521,4	4272,94	85886,1

Таблица 32 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Насос ЦНС	12000000	10	1200000
Итого			1200000

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по оценке ресурса насоса ЦНС и его замены которая представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	51889,6
2. Затраты на оплату труда	213647,04
3. Отчисления во внебюджетные фонды	85886,1
4. Амортизационные отчисления	1200000
Итого	1551422,7

Таким образом общая сумма затрат на оценку ресурса и замену насоса ЦНС за одну вахтовую смену составит 1564345,44 руб.

Центробежные насосы типа ЦНС 220-1900.

- 1) (высоконапорные) предназначены для нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления. Конструкция насоса типа ЦНС 220-1900 разработана с учетом создания давлением нагнетания 22 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 коррозионностойкими наплавками, вал — сталь 40ХФА. Такой насос применяется в основном для перекачки чистой воды без содержания сероводорода.

4.4.1 Оценка эффективности проекта

4.4.2 Оценка ресурсоэффективности проекта

Одним из критериев эффективности проекта является интегральный показатель ресурсоэффективности I_{pi} исполнения проекта:

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

где,

a_i – весовой коэффициент варианта исполнения работ, (таблица2);

b_i – бальный коэффициент варианта исполнения работ (таблица 2).

Сравнение выполняем с конкурирующими проектами: исп.1 – разработанное исследование; исп.2 – первый конкурент; исп.3 – второй конкурент.

Расчеты приведены в таблице 34. Описание конкурирующих проектов приведено в п. 1.2.

Таблица 34 – Сравнительный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения проекта

Критерий сравнения	Весовой коэффициент	Бальная оценка		
		ЦНС 220-1900	ГНУ 800-2100	ЦНС180-1900
Экономия энергии	0,05	3	4	4
Экономия ресурсов	0,19	4	3	2
Надежность	0,25	5	2	4
Безопасность	0,09	5	2	4
Цена	0,15	5	4	4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,17	5	4	4
Послепродажное обслуживание	0,1	2	2	2
ИТОГО	1			

$I_{p1} = 3 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,19 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,09 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,17 + 2 \cdot 0,1 = 4,41$ - интегральный показатель эффективности разработанного проекта;

$I_{p2} = 4 \cdot 0,05 + 3 \cdot 0,19 + 2 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,09 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,17 + 2 \cdot 0,1 = 2,93$ – интегральный показатель эффективности конкурирующего проекта 1;

$I_{p3} = 4 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,19 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,09 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,17 + 2 \cdot 0,1 = 3,42$ – интегральный показатель эффективности конкурирующего проекта 2.

На основании критерия интегральной ресурсоэффективности исполнения проекта, разработанный проект обладает преимуществом перед конкурентами. Разработанный проект является не самым дешевым, в силу стоимости приобретения качественных и правильно подобранных материалов. При этом обладает следующими ключевыми преимуществами: срок эксплуатации готовых изделий, а также надежность и экономию ресурсов.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Вахрушев Дмитрий Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», специализация: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Оптимизация работы технологических режимов систем поддержания пластового давления на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: насосы ЦНС для поддержания пластового давления
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Рассмотреть источники опасных и вредных факторов - монтаж, демонтаж оборудования; - работа с оборудованием, работающим под высоким давлением; - работа с оборудованием, работающим под высоким напряжением; - работа с движущимися машинами и механизмами
3. Экологическая безопасность:	Оценка и анализ воздействия работ по замене насосов ЦНС на атмосферу, литосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среде
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация рабочего места.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Вахрушев Дмитрий Александрович		21.04.2021

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, в этом 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 35).

Таблица 35– 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, работающим под высоким давлением.	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, 12.1.030-81 [6]; Оборудование производственное.

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 создают 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.

5.1.2 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 - 36В 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 агента в участок промыслового 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.

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 масляной ветоши следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

Для охраны воздушного бассейна необходимо:

- Герметизация всей системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды. Соблюдение регламента и правил технической эксплуатации.
- Полное использование и утилизация нефтяного газа.
- На скважинах, оборудованных станками-качалками, устанавливать устьевые сальники двойного уплотнения.
- Ликвидация нефтяных амбаров, открытых очистных сооружений.

Охрана поверхностных и пресных подземных вод.

- 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.

- Гидроизоляция площадки под буровой и привышечными сооружениями, дна и стенок земляных амбаров путем укладки полимерных полов.
- Использовать герметичные циркуляционные системы и металлические емкости с последующей утилизацией жидких и твердых отходов. Обеспечить герметичность насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений.
- Своевременный ремонт и замена нефтепроводов и водоводов соленых вод, использование труб с антикоррозийными покрытиями и эффективными ингибиторами коррозии.
- Утилизация в системах ППД всего объема добываемых попутно с нефтью пластовых вод.
- 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

входят 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:

- При просачивании вредных веществ из шламовых амбаров, площадок буровой вышки и привышечных сооружений;
- В процессе бурения при поглощении промывочной жидкости, содержащей токсичные вещества;
- 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. 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.).

5.4.1. 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.

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 выпускной квалификационной работе была рассмотрена существующая система поддержания пластового давления на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения с учетом изменения насосного оборудования.

С помощью данных технологических изменений можно получить большую производительность блочных кустовых насосных станций. На примере данного месторождения можно проследить изменения системы поддержания пластового давления, которая после перевооружения насосных установок стала более производительной и менее энергос затратной.

Данные насосные агрегаты являются современными и включают в себя ряд новых решений, способствующих большей продолжительности работы без каких-либо внеплановых остановок и ремонта оборудования.

Для достижения наиболее эффективного процесса работы установки необходимо качественно подойти к расчетам и выбору необходимого насосного оборудования.

Немаловажную роль при выборе насоса играет качество и содержание перекачиваемой жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Поддержание пластового давления закачкой воды или газа - https://studopedia.ru/2_36055_podderzhanie-plastovogo-davleniya-zakachkoy-gaza.html.
2. Основы нефтяной и газовой промышленности - <http://www.matrixplus.ru/ongprom-014.htm>
3. Основные требования, предъявляемые к пластовым водам, нагнетаемым в пласт - https://studbooks.net/1221532/ekologiya/osnovnye_trebovaniya_predyavlyaemye_plastovym_vodam_nagnetaemym_plast
4. Система ППД. Требования к качеству воды. Способы подготовки вод, используемых для закачки в пласт - https://studwood.ru/1275602/geografiya/sistema_trebovaniya_kachestvu_vody_sposoby_podgotovki_ispolzuemyh_zakachki_plast
5. Нефтеловушки (нефтеуловители) для очистки сточных вод на предприятиях- https://oil-filters.ru/plant_wastewater_treatment_oil_separators/
6. Мохов М.А. Нефтегазовая микроэнциклопедия. – РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 125 с.2.
7. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. "Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа" Москва, Недра, 1985 г. стр. 216-259. Акулышин А.И., Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
8. Росляк А.Т., Санду С.Ф. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013 – 125 с.
9. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Томск: ТПУ, 2006. – С. 76-83.

10. Рахмилевич З.З. Насосы в химической промышленности. М.: Химия, 1990. С. 88-94.
11. 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.
12. 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
13. 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.
14. Покрепин Б.В. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для средних специальных учебных заведений. – Волгоград, Издательство «Ин-Фолио», 2014.
15. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству агента, закачиваемого в пласт.
16. Монтаж центробежных и осевых насосов [Электронный ресурс] режим доступа <http://injzashita.com/montaj-centrobejnih-i-osevix-nasosov.html> свободный
17. Конструкции центробежных и осевых насосов [Электронный ресурс] режим доступа <http://bestkompresormash.ru/article/articles/konstruktsiitsentrobezhnykh-i-osevykh-nasosov> свободный
18. Конструкции современных насосов [Электронный ресурс] режим доступа <http://www.nasosinfo.ru/taxonomy/term/2> свободный

19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Приложение А

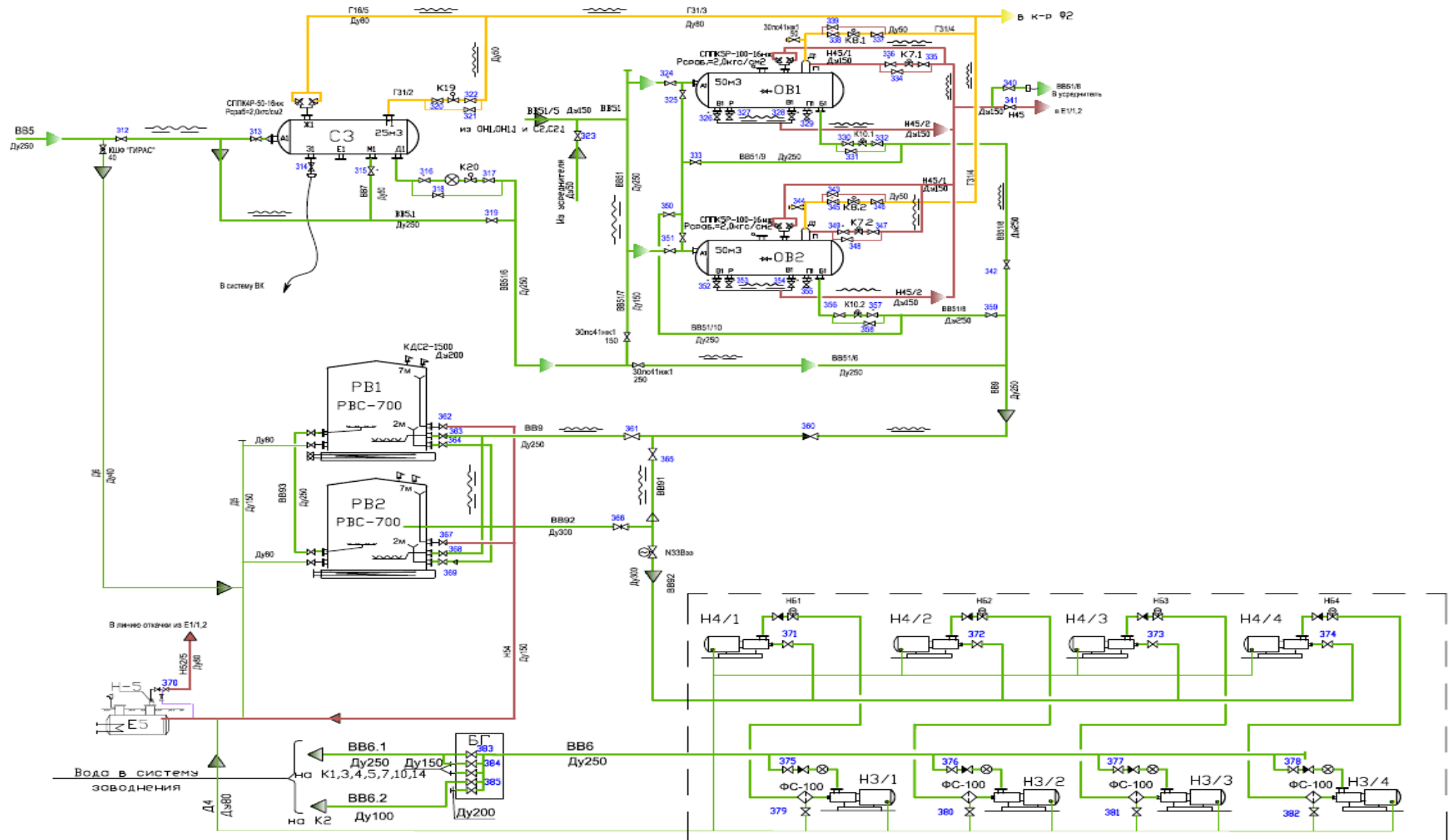


Рисунок 6 – Схема установки подготовки воды на блочной кустовой насосной станции №1

Приложение Б

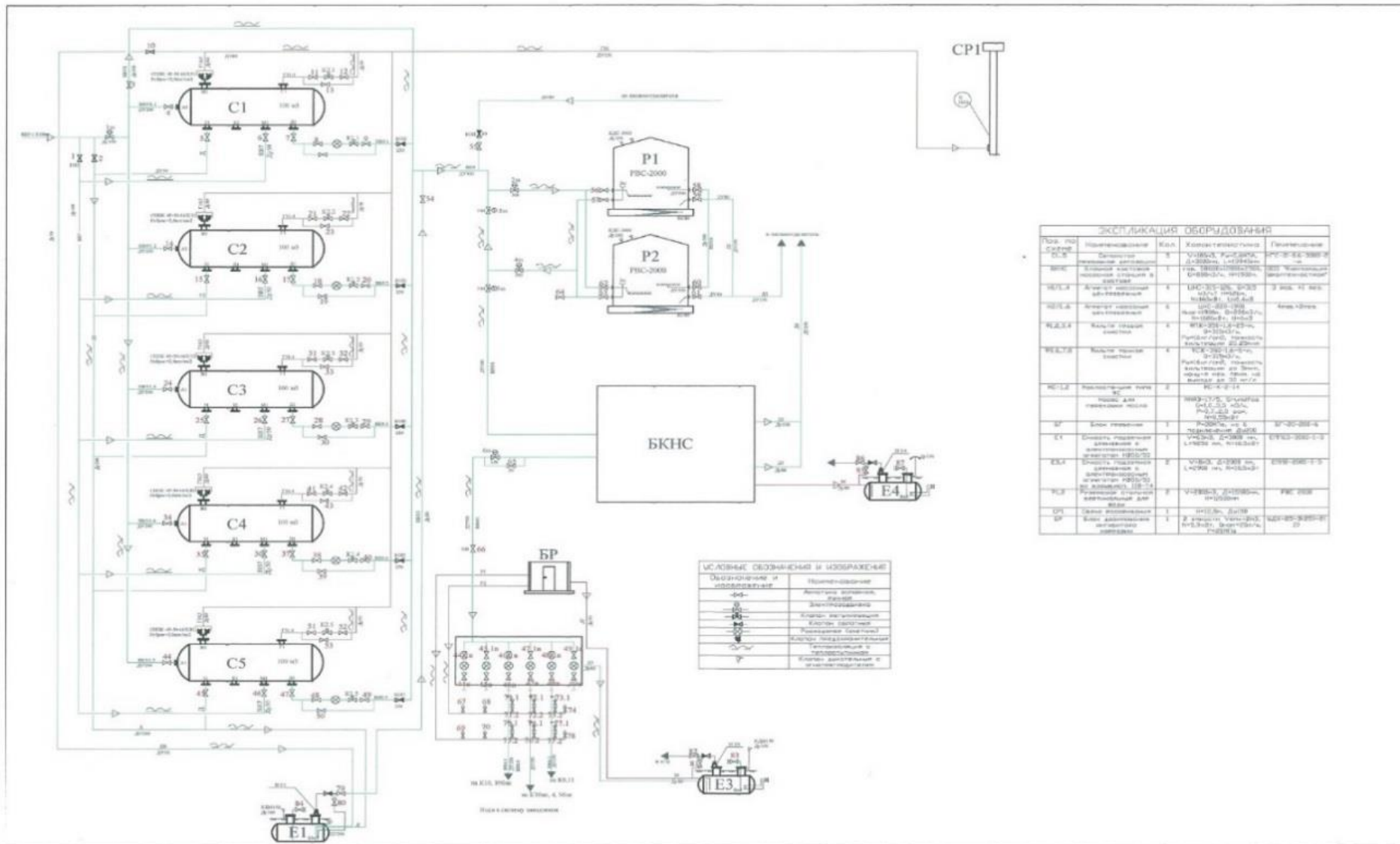


Рисунок 7 – Технологическая схема Блочной кустовой насосной станции №2

Приложение В

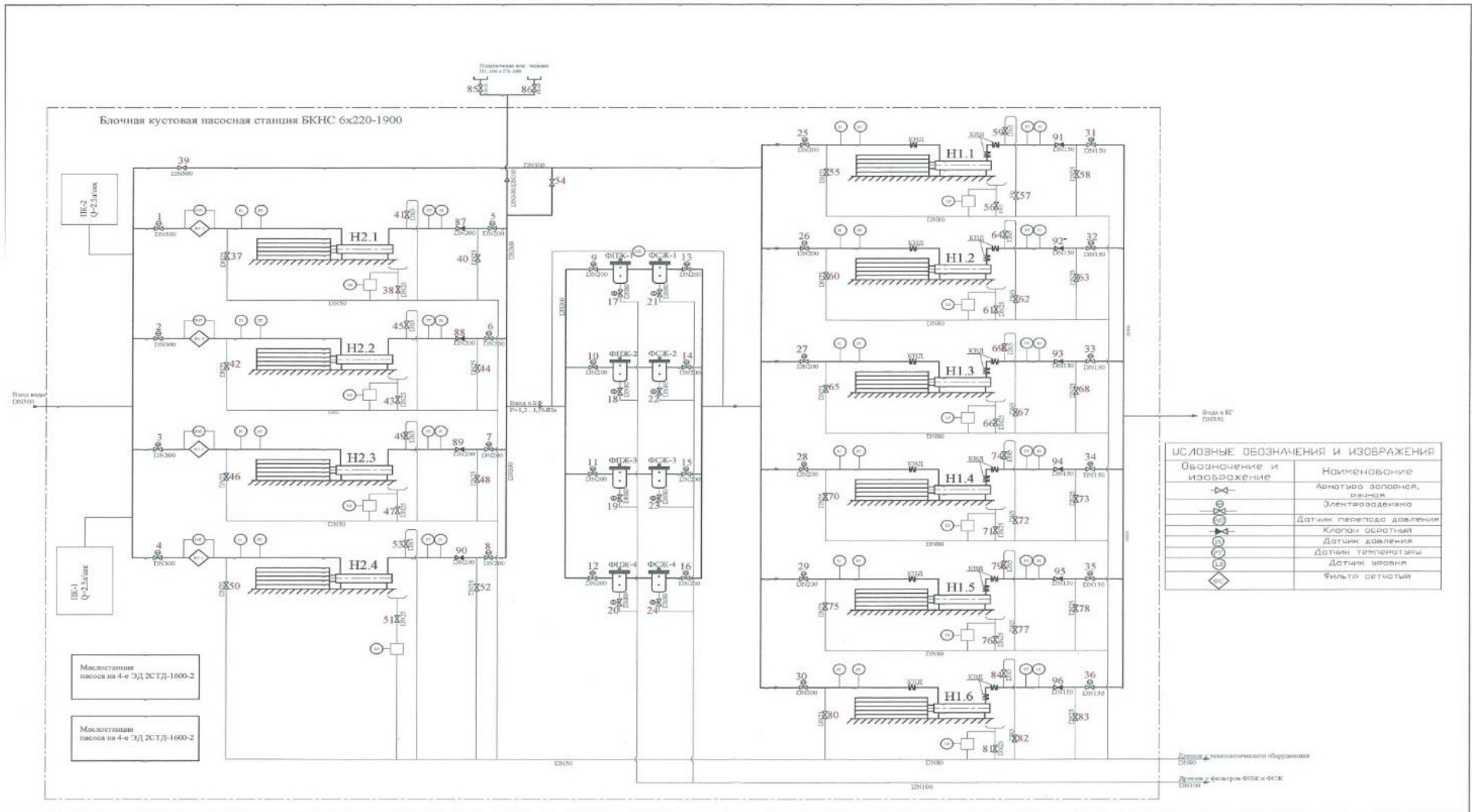


Рисунок 8 – Схема расположения насосного оборудования и блока фильтров на блочной кустовой насосной станции №2

Приложение Г

Таблица 14 – Рабочая сводка фонда нагнетательных скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении

№ куста	Р в БРВ кгс/см²	№ скв.	Параметры работы скважины							Простой скважины				
			D шт. вид, мм		Р буф. кгс/см²	Р зат. кгс/см²	Р лин. кгс/см²	Р мк	пр-сть м³/сут.	Состояние	Остановка		Причина	Примечание
1	184	673н	М	4	75	1	184	13	244	в работе				зд 8 негермет
		109н	К	3	165	0	184	0	55	в работе				
		Закачка								299				
2	186	666н	К	3	63	2	186	0	106	в работе				
		663н	К	2	76	0	186	0	67	в работе				зд27 негермет
		659н	М	2	52	0	186	0	53	в работе				
		210н	К	2	150	0	186	0	58	в работе				
		201н	К	4	167	2	186	0	45	в работе				закрыты зд 27,28,11
		212н	М	5	175	0	186	0	30	в работе				Зд№27,28 и 8 не держат.
		203н	К	2	185	185	186	0	1	в работе				
		671н	К	20	0	6	186	0	0	остановлена	26.10.2020	1:10	ограничение закачки	ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 4,5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28(штуцер демонтирован)
		668н	К	2	73	4	186	2	38	в работе				
		200н	К	20	180	0	186	0	34	в работе				
		Закачка								432				
2 бис	182	661н	К	2	85	3	182	0	82	в работе				

		676н	К	20	0	0	182	0	0	остановлена	29.09.2020	22:05	ограничение закачки	ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 4,5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28(штуцер демонтирован)
		665н	К	20	0	2	182	0	0	остановлена	30.09.2020	14:50	ограничение закачки	ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 4,5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28(штуцер демонтирован)
		658н	Мс	20	0	1	182	0	0	остановлена	22.10.2020	8:52	ограничение закачки	ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28(штуцер демонтирован)
		Закачка							82					
3	184	100н	Мс	5	32	0	184	0	139	остановлена	31.03.2021	21:20	ограничение закачки	Работает совместно со скв 706
		103н	М	2	0	-1	184	0	289	в работе				ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 4,5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28(штуцер демонтирован)
		706	Мс/К	10/10	90	2	184	0	0	остановлена	31.03.2021	21:20	ограничение закачки	В ЗДШ №8 К 5мм

		735н	К	5	70	0	184	0	188	в работе				
		Закачка							616					
36	186	633н	Мс	4	54	2	186	0	143	в работе				
		632н	К	4	39	1	186	0	99	в работе				БРВ зд №28 не держит
		Закачка							242					
4	186	638н	К	6	180	2	186	0	50	в работе				ЗД №27 ; не гермет
		165н	М	20	184	51	186	0	55	в работе				
		163н	К	5	75	13	186	0	189	в работе				
		161н	К	8	184	0	186	1	0	в работе				
		636	Мс	6	15	2	186	0	0	остановлена	24.10.2020	20:30	ограничение заправки	ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 4,5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28
		Закачка							294					
5	188	650н	К	2	-1	0	188	0	57	в работе				
		204н		5	0	0	0	0	0	остановлена	18.12.2020	9:21	ограничение заправки	
		Закачка							57					
5 бис	182	649н	К	4	60	1	182	0	142	в работе				
		656н	К	4	25	1	182	0	148	в работе				
		646н	Мс	3	45	39	182	0	89	в работе				
		194н	К	6	181	1	182	0	28	в работе				НЕ ГЕРМЕТ ЗД №28,27; 7,8. ЗД5 клин. Не гермет ЗД № 6, 22.07.18
		653н	К/м	5	70	57	182	5	233	в работе				
		Закачка							640					

6	183	603н		6	0	0	183	0	0	остановлена	18.12.2020	9:21	ограничение закачки	Н.Л.продута ЗД закрыты в БРВ и на Ф.А.(в БРВ стоит заглушка)
		604н	М	5	80	0	183	0	129	в работе				
		151н	К	7	55	67	183	0	410	в работе				
		605н	М	2	0	0	183	0	0	остановлена	29.09.2020	21:45	ограничение закачки	ВЛ заполнена нефтью закрыты зд 4,5,7,8,11, в брв закрыты зд 27 и 28
		144н	Мс	6	85	0	183	1	320	в работе				
		138н	М	8	80	2	183	0	621	в работе				НЕ ГЕРМЕТ ЗД №28,27;
		601н	К	6	0	128	183	0	0	остановлена	24.10.2020	23:35	ограничение закачки	
		Закачка							1480					
		Закачки всего							11565					

Приложение Д

Таблица 15 - Нормы технологического режима блочной кустовой насосной станции №2

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Сепаратор первичной дегазации С1..5						
1	Давление	PRCA (P1)	кгс/см ² (изб)	1,0 – 2,0	±1,5	
2	Температура	TRA (T1)	°С	5 – 40	±1,0	
3	Уровень воды	LRCA (L1)	%	45-55	±2,5	От нижней образующей аппарата
Резервуар стальной вертикальный для воды Р1,2						
4	Температура	TSA(T1)	°С	5 – 40	±1,0	
5	Уровень воды	LSA(L1)	мм	2200 – 10500	±2,5	От дна резервуара
Блочная кустовая насосная станция						
6	Давление на приеме подпорных насосов	PRSA (P1)	кгс/см ² (изб)	0,25 – 1,0	±1,5	
7	Давление нагнетания подпорных насосов	PRSA (P2)	кгс/см ² (изб)	Max 8.0	±1,5	
8	Перепад давления на фильтрах	PDRSA (PD1)	кгс/см ²	до 1,0	±1,5	
9	Давление на приеме основных насосов	PRSA (P1)	кгс/см ² (изб)	0.3 – 8.0	±1,5	
10	Давление нагнетания основных насосов	PRSA (P2)	кгс/см ² (изб)	до 205,0	±1,5	

Продолжение таблицы 15

11	Давление масла	PRSA (P1)	кгс/см ² (изб)	0,5	±1,5	
12	Температура подшипников насосов	TRSA (T1)	°C	до 80	±1,0	
13	Температура подшипников электродвигателя	TRSA (T2)	°C	до 80	±1,0	
14	Температура электродвигателя насосов	TRSA (T3)	°C	до 80	±1,0	
Блок дозирования ингибиторов БР						
15	Уровень в емкости	LSA (L1)	мм	не менее 300	±1,0	От дна емкости
16	Температура	TRA (T1)	°C	5 – 30	±1,0	
17	Давление нагнетания	PRA (P1)	кгс/см ² (изб)	250	±1,5	
Блок гребенки БГ						
18	Давление воды на входе	PRA (P1)	кгс/см ² (изб)	135 – 205	±1,5	
19	Температура воды	TRA (T1)	°C	не менее 10	±1,0	
20	Расход воды на подключаемые водоводы	FQR (T1)	м ³ /сут	до 3000	±2,5	
Емкость дренажная V =8 м³						
21	Уровень	LRSA (L1)	мм	300 - 1450	±2,5	От нижней образующей емкости
22	Температура подшипников	TRSA (T1)	°C	до 75	±1,0	
23	Давление нагнетания насоса	PISA (P1)	кгс/см ² (изб)	5,0	±1,5	

Приложение Е

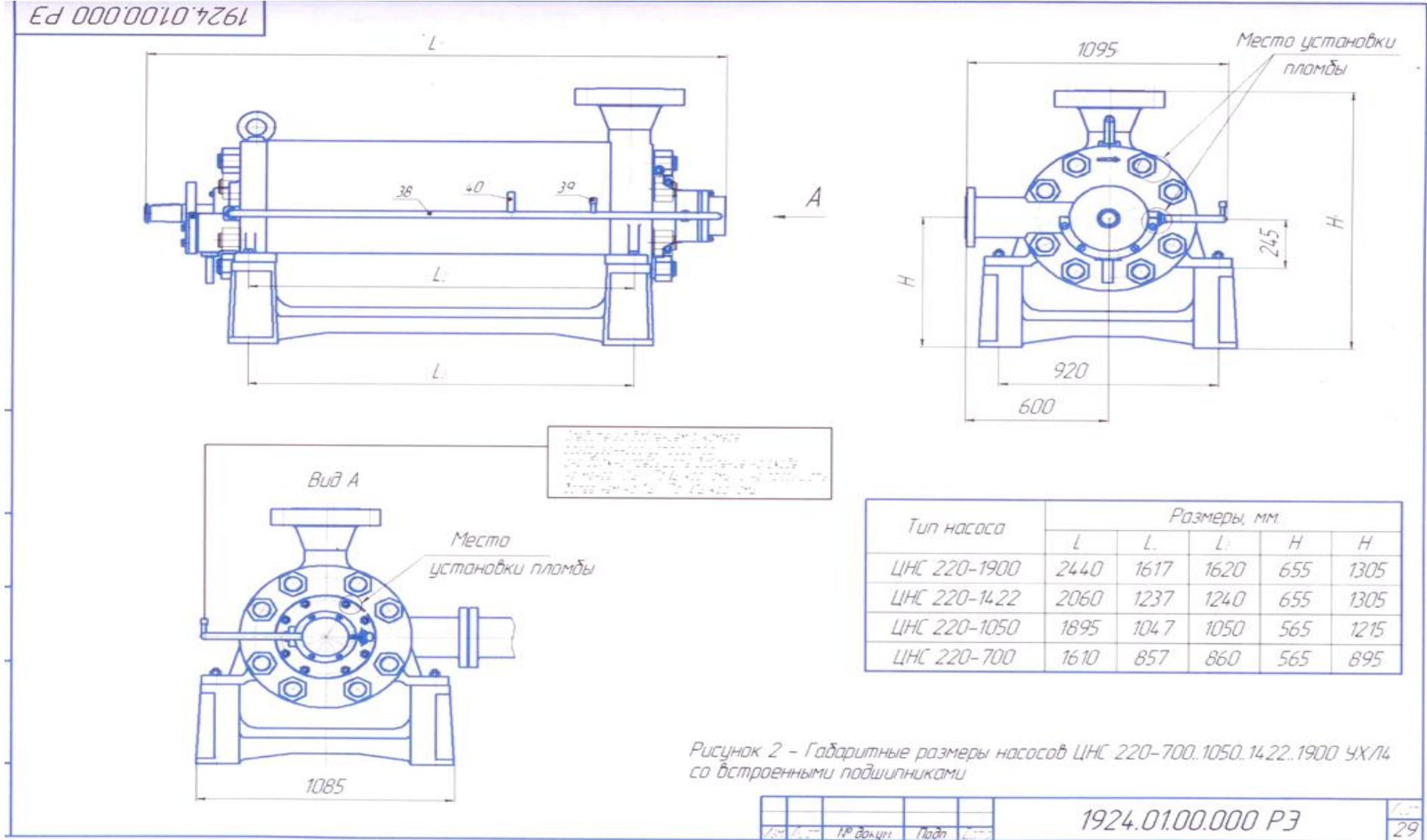


Рисунок 10 – Конструкция агрегата ЦНС 220-1900

Приложение Ё

Таблица 18– Показатели для номинального режима и пределы значения работы насосов

Наименование показателей	Значение показателей по типоразмерам										
	ЦНСн 315-126	ЦНСн 315-195	ЦНСн 315-260	ЦНСн 315-325	ЦНСн 315-390	ЦНСн 315-455	ЦНСн 315-520	ЦНСн 315-585	ЦНСн 315-650	ЦНСн 315-715	ЦНСн 315-780
Число ступеней насоса. шт.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показатели назначения (классификационные)											
Подача, м ³ /ч(м ³ /с) Номинальная Максимальная Минимальная	315 (0,087) 400 (0,111) 200 (0,055)										
Напор при номинальной подаче	129,2	193,8	258,4	323,0	387,6	452,2	516,8	581,4	646,0	710,0	775,2
Частота вращения ротора насоса, е ⁻¹ (об/мин)	24,6...25,0 (1475...1500)										
Потребляемая мощность насоса при номинальной подаче, кВт, не более:	149,3	223,9	373,1	298,5	447,8	522,4	597	671,6	746,3	820,9	895,5
Давление на входе в насос, МПа (кгс/см ³) максимальное минимальное	2,5 (25) 0,05 (0,5)										
Допустимый кавитационный запас, м, не более	5										