

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений

Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Совершенствование системы поддержания пластового давления на Ш... нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.4-047.44 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Аминов Эрик Ринатович		

Руководитель

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	Вазим Андрей Александрович	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г-М.Н.		

Томск – 2017г

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
 Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Аминов Эрик Ринатович

Тема работы:

Совершенствование системы поддержания пластового давления на Ш...нефтяном месторождении (Томская область)		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.03.2017	2205/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2017
--	------------

Техническое задание:

Исходные данные к работе	Проект разработки Ш... месторождения, фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.
--------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - Геологическое строение Ш... месторождения - Характеристика текущего состояния разработки месторождения - Анализ эффективности работы оборудования для поддержания пластового давления - Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение - Социальная ответственность - Заключение
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	23.12.2016

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			23.12.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Аминов Эрик Ринатович		23.12.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 с., 22 рис., 18 табл., 5 источников литературы.

Объектом исследований является система поддержания пластового давления, оборудование для закачки воды в пласт, наземное и подземное оборудование.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ, ВОДА, ДЕБИТ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ППД, КВЧ.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности поддержания пластового давления на Ш... нефтяном месторождении Томской области.

В результате работы проведен анализ действующего оборудования месторождения, сделаны предложения по повышению эффективности работы фонда скважин и технологического оборудования. Представлено описание технологического процесса работы насосных установок при помощи частотного регулирования, которое позволяет поддерживать технологические параметры на заданном уровне, изменять производительность насосного оборудования для подбора необходимого режима работы.

В работе уделено внимание изучению общей экономии электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода по БКНС Ш... месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом от действующего режима работы оборудования.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БГ: блок гребенки;

БКНС: блочная кустовая насосная станция;

ВВД: водовод высокого давления;

ВНД: водовод низкого давления;

ВРБ: водораспределительный блок;

ВСП: внутрискважинная перекачка;

ГОСТ: межгосударственный стандарт;

ГОСТ Р: государственный стандарт Российской Федерации;

ГНУ: горизонтальная насосная установка;

ГТМ: геолого-технические мероприятия;

КИП и А: контрольно-измерительные приборы и автоматика;

МСП: межскважинная перекачка;

МТО: материально-техническое обеспечение;

МТР: материально-технические ресурсы;

ОПЗ: обработка призабойной зоны;

ОТМ: организационно-технические мероприятия;

ПОЗ: программа оптимизации затрат;

ППД: поддержание пластового давления;

ППР: планово-предупредительный ремонт;

РВС: резервуар вертикальный стальной;

РД: руководящий документ;

СВУ: счетчик воды вихревой ультразвуковой;

УППД: управление поддержания пластового давления;

УПСВ: установка предварительного сброса воды;

УС: узел сепарации;

ФГК: фильтр гидроциклонный картриджный;

ЦНС: центробежный насос секционный;

ЦПС: центральный пункт сбора.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	9
1.1. Общие сведения о системе	9
1.2. Актуальность проблемы модернизации системы поддержания пластового давления	12
2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	14
2.1. Краткая характеристика месторождения	14
2.2. Технологический процесс поддержания пластового давления	17
2.3. Источники получения воды для системы поддержания пластового давления	20
2.4. Подготовка воды, используемой для заводнения пластов	22
2.5. Учет количества воды	22
2.6. Аналитический контроль процесса поддержания пластового давления	24
2.7. Структура системы поддержания пластового давления	25
2.8. Характеристика закачиваемой продукции для поддержания пластового давления	26
2.9. Состав технологического оборудования для подготовки и закачки воды	28
2.10. Технологическое оборудование для закачки воды	33
2.11. Описание технологического процесса и технологической схемы блочной кустовой насосной станции	54
3. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПО СОВРЕМЕННЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	56
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И	66

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Сущность и организация проведения мероприятия	66
4.2. Расчет системы затрат на проведение мероприятия	66
4.3. Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти	70
4.4. Расчет годового экономического эффекта	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1. Производственная безопасность	76
5.2. Анализ наиболее опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на работника блочной кустовой насосной станции	76
5.3. Разрушение металлических конструкций	77
5.4. Повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	77
5.5. Повышенный уровень шума на рабочем месте	78
5.6. Повышенный уровень вибрации	79
5.7. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	80
5.8. Методика оценки безопасности рабочего места	82
5.9. Оценка безопасности работающего по условиям труда	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89

ВВЕДЕНИЕ

Одна из наиболее актуальных проблем в настоящее время это совершенствование характеристик и внедрение новых технических решений и методов, направленных на повышение эффективности работы системы ППД. Оптимизация технологических процессов путём повышения технического уровня насосного оборудования, эффективные научные разработки и исследования стали одной из главных задач нефтегазовой отрасли.

Система планово-предупредительных ремонтов и обслуживания оборудования соответствует требованиям начала 2000-х годов, что не отвечает современным требованиям. К более прогрессивному направлению организации технического обслуживания оборудования насосных станций подходят на основании мониторинга и контроля основных рабочих параметров, с учётом конструктивных особенностей насосов и условий эксплуатации технологического оборудования. Это потребовало разработки и внедрения новых методик повышения эффективности работы в данном направлении.

При добыче нефти на поздних стадиях разработки месторождения, требуется оптимизация объемов закачиваемой воды в пласт и добываемого флюида на различных площадях и участках. Для достижения этого необходимо применять закачку подготовленной воды в пласты с различной проницаемостью с помощью насосов, работающих с разной частотой и разной подачей, плавно регулируя процесс закачки, а так же оптимизировать сеть водоводов и снижение вероятности их порыва, соответственно снижая материальные затраты на ППД.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

1.1 Общие сведения о системе

Поддержание пластового давления это процесс естественного или искусственного поддержания давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроектированной величине для увеличения уровня извлечения нефти и более высокой скорости ее добычи. В результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, и внутриконтурном заводнении во время разработки нефтяных залежей, происходит поддержание пластового давления за счет естественного активного водонапорного или упруго-водонапорного режима.

Способы поддержания пластового давления выбирают исходя из экономических показателей разработки и геологических условий. Для больших площадей нефтяных залежей более эффективным и экономичным методом поддержания пластового давления является способ внутриконтурного заводнения. Он является результатом блокового, барьерного (для нефтегазовых залежей), ступенчатого осевого, избирательного или очагового способов заводнения. В случаях с отчетливо выраженным сводом нефтяной залежи, для поддержания давления нагнетают газ или воздух, в результате чего появляется напор искусственной газовой шапки. Для повышения вытесняющих свойств в нефтяной залежи, при поддержании пластового давления, пускают воду или водогазовую смесь без добавок или с ними. Для расчета процесса нагнетания используют схему расположения нагнетательных скважин, приёмистость нагнетательных скважин, их число и давление, а также общий объем закачки. Схема расположения нагнетательных скважин, выбирается таким образом, чтобы возникла оптимальная связь между зонами нагнетания и отбора, а также равномерное вытеснение нефти водой.

Поддержание пластового давления, во время площадного заводнения

используют рядное, 5-точечное, 7-точечное расположение нагнетальных и добывающих скважин, в зависимости от структуры и стадии разработки нефтяной залежи.

Также с учетом этих особенностей допускаются отклонения в расположении скважин по правильной геометрической сетке, в случае когда, площадное заводнение выполняется дополнительно к уже имеющейся системе. Исходя из запланированного отбора жидкости из залежи, давления на линии и коллекторских и упругих свойств пластов, определяется общее количество закачиваемого агента. При известной величине давления нагнетания и объеме закачки, а также зная поглотительную способность каждой скважины, определяется количество нагнетальных скважин. А для каждой скважины нефти, их количество находится отношением заданного объема закачки воды в сутки, к поглотительной способности одной скважины. Поглотительная способность нагнетательной скважины обусловлена коэффициентом приемистости и продуктивности скважины, т.е. ее производительности. Максимальное давление нагнетания находится в зависимости от используемого насосного оборудования. Результатом эффективности заводнения, служит увеличение количества добываемой нефти из действующих скважин. При поддержании пластового давления снижается срок разработки нефтяных залежей, быстро повышается объем отбора нефти, а также конечные коэффициенты нефтеотдачи.

Хотя вода – спутник нефти с момента ее образования появление воды в добывающих скважинах рассматривалось как аварийное состояние и скважины останавливались. И только в конце 20-х – начале 30-х годов было замечено что из скважин в которых появлялась вода извлекалось нефти больше и добыча была стабильней чем в безводных скважинах. В 1932 г. комиссия под руководством академика И. М. Губкина установила возможность и эффективность вытеснения нефти из пластов контурными пластовыми водами. Естественный водонапорный режим разработки

нефтяных залежей был признан наиболее эффективным.

С 30-х годов начала развиваться теория нефтяного пласта водонапорного режима разработки и интерференции скважин. Однако идея восполнения пластовой энергии расходуемой на вытеснение нефти и нагнетанием воды в пласты через скважины с поверхности у нас в стране впервые была выдвинута и осуществлена лишь в послевоенные годы под руководством академика А. П. Крылова.

Искусственное заводнение получило широкое распространение. На месторождениях разрабатываемых с заводнением залежей в настоящее время добывается около 90 % от общего уровня добычи нефти в пласты закачивается более 2 млрд. м³ в год. Популярность искусственного заводнения нефтяных залежей обусловлена его следующими преимуществами:

- доступностью и бесплатностью воды;
- относительной простотой нагнетания воды;
- относительно высокой эффективностью вытеснения нефти водой.

В свою очередь, высокие темпы добычи нефти заводнением на нефтяных месторождениях и геолого-геофизические особенности строения продуктивных пластов приводят к интенсивному и быстрому обводнению добываемой продукции скважин задолго до достижения потенциально возможного уровня добычи нефти. При этом, наряду с закономерным обводнением, значительная часть скважин обводняется преждевременно из-за прорыва вод по высокопроницаемым пропласткам эксплуатируемого объекта, нарушения герметичности заколонного пространства в интервале продуктивных пластов, подтягивании конусов подошвенной воды, что является, одним из самых существенных недостатков данной системы.

1.2 Актуальность проблемы модернизации системы поддержания пластового давления

Актуальность проблемы модернизации нефтедобывающих предприятий Западной Сибири определяется совокупностью природных, экономических и технологических факторов нового этапа развития нефтедобычи региона, включающей преобладание среди вновь вводимых месторождений относительно мелких со сложным строением и трудноизвлекаемыми запасами, поздние стадии разработки эксплуатируемых месторождений, переход от плановой экономики к рыночной, длительное недофинансирование производства и предельно высокий износ основных фондов.

В общей проблеме модернизации нефтедобычи региона одной из главных составляющих является совершенствование систем ППД по следующим основным направлениям:

- расширение диапазона возможностей и повышение эффективности заводнения как основного способа воздействия на эксплуатационный объект;
- снижение удельных расходов энергии на закачку воды и радикальное повышение экономичности систем ППД - наиболее крупных потребителей электроэнергии в нефтедобыче;
- приведение структуры систем ППД в соответствие как с новыми технологиями закачки, так и с изменениями в структуре систем сбора, транспорта и подготовки продукции скважин и обустройства месторождений в целом.

Первый аспект связан с преобладанием среди вновь вводимых объектов разработки месторождений неоднородных, сложнопостроенных с трудноизвлекаемыми запасами, а также с поздней стадией разработки уже эксплуатируемых месторождений со сложной картиной распределения остаточных запасов. Здесь главное направление повышения эффективности -

расширение диапазона и повышение управляемости воздействий: поскважинное оперативное управление закачками, изменение давлений и расходов закачки по скважинам во всем диапазоне возможностей системы, организация комплексных воздействий на пласт с участием всех нагнетательных скважин участка добычи.

Второй аспект обусловлен особо крупными и все возрастающими расходами электроэнергии на заводнение при многократном увеличении цен на нее. Удельные расходы энергии на добычу нефти в регионе превышают 100 кВт-ч на тонну добытой нефти и не менее половины из них приходится на заводнение.

Выполняя технологические задания разработки по закачкам, система должна быть освобождена от непроизводительных затрат (потерь) энергии и работать с максимальным приближением к режимам, оптимальным по удельным расходам электроэнергии - главного потребляемого системой ресурса. Для этого необходимо уметь определять эти режимы в системе ППД - сложной гидравлической системе с непрерывно изменяющимися условиями - и обеспечивать их реализацию, для чего требуется высокий уровень управляемости системы.

Третий аспект, структурный, связан как с тенденциями внутреннего развития систем ППД - новые технологии, новое оборудование, повышенные требования к мобильности заводнения, так и с новыми подходами к формированию структуры систем обустройства месторождений, в первую очередь систем сбора, транспорта и подготовки нефти и все более тесно связанных с ними систем ППД. Это децентрализация систем, ранний сброс, подготовка и утилизация пластовых вод, повышение автономности и сокращение размеров участков добычи и систем ППД вплоть до рамок укрупненного куста [4].

Информация представляет коммерческую тайну – удалена

2.7 Структура системы поддержания пластового давления

Основные компоненты системы управления ППД

Основные компоненты системы управления ППД приведены на рисунке

3.

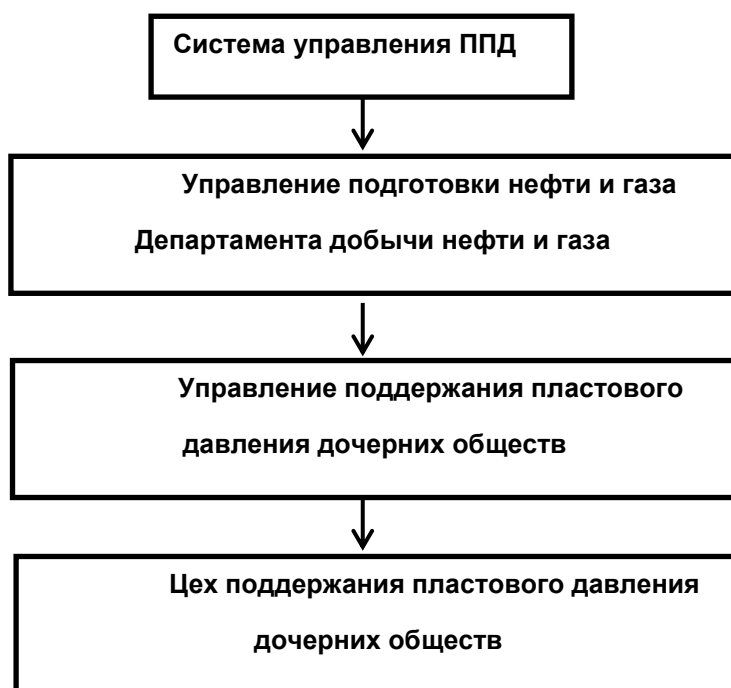


Рисунок 3 - Основные компоненты системы управления ППД

2.8 Характеристика закачиваемой продукции для поддержания пластового давления

Сырьем БКНС является пластовая вода, содержащая примеси нефти, поступающая с ДНС с УПСВ. Отделившаяся в отстойниках нефть, возвращается на переработку на ДНС с УПСВ. Подготовленная для закачки в пласт, пластовая вода, смешиваясь с сеноманской водой, подается на прием насосов НА - 1,2,3.

Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и изготавливаемой продукции

Таблица 1 – Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и изготавливаемой продукции

Наименование сырья, материалов	Номер ГОСТ или ТУ, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения продукции
1	2	3	4	5
1. Сеноманская вода	-	Содержание мех. примесей	Не нормируется	Закачка в систему ППД
		Газовый фактор	Не нормируется	
2. Очищенная пластовая вода с ДНС с УПСВ	ГОСТ 39-225-88	Содержание нефти, мг/л	до 5	Закачка в систему ППД
		Содержание мех. примесей мг/л	до 3	
		Содержание растворенного кислорода, мг/л	Не более 0,5	
3. Ингибитор коррозии-Сонкор	ТУ 2458-003	Плотность при 20°C, кг/м ³	900	Снижение скорости коррозии трубопроводов и оборудования в высокоминерализованных средах(пластовая, сеноманская вода)
		Вязкость при 20°C, мПа*с	50	
		Температура застывания, °C	минус 50	

Химические и физические свойства пластовой воды

Таблица 2 – Химические и физические свойства пластовой воды

Наименование показателя	Значение показателя
1	2
Пласт	Ю ₁ ¹⁺²
Плотность, г/см ³	1,018
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	0,35
Минерализация, мг/л	27824
рН	6,6
Содержание ионов, мг/л	

Cl ⁻	16417
HCO ₃ ⁻	1104,4
SO ₄ ²⁻	41
CO ₃ ⁻	<3
Ca ²⁺	560
Mg ²⁺	195
K ⁺	201
Na+Me	9287
NH ₄ ⁺	60
NO ₃ ²⁻	<5
NO ₂ ⁻	<0,01
Mn ²⁺	0,2
Si-	18
B-	1
I-	3,8
Br-	57,8
F-	0,3
Sr-	156
Li-	6.45
Rb-	0.75

Физико-химические свойства сеноманской воды

Таблица 3 – Физико-химические свойства сеноманской воды

Наименование	Единица измерения	Значение
1. Плотность	г/см ³	1,012
2. Кислород растворенный	мг/л	0,6-3,3
3. Механические примеси	мг/л	1,0-42,1
4. Нефтепродукты	мг/л	Отсутствуют
5. pH (кислотность)	мг/л	6,9-8,0
6. Минерализация	мг/л	158555-17637
7. Газовый фактор	м ³ /м ³	~1

Коррозионная активность продукции скважин обусловлена

растворенными в пластовой и сеноманской воде солями (ионы $[Cl^-]$, $[HCO_3^-]$), углекислым газом, рН воды (ионы $[H^+]$).

2.9 Состав технологического оборудования для подготовки и закачки воды

Сеноманская вода, добываемая из сеноманских горизонтов, содержит растворенный газ и повышенное содержание твердых взвешенных веществ. Для подготовки сеноманских вод используются фильтры и сепараторы, предназначенные для осаждения взвешенных частиц. Выделившийся в сепараторе газ рассеивается на свече рассеивания, сжигается на факеле или утилизируется.

Узел сепарации

Узел сепарации предназначен для отделения газа от сеноманской воды, поступающей с водозаборных скважин, поддержания давления жидкости на приеме насосов (за счет столба жидкости 12 метров), очистки жидкости от ТВВ (за счет снижения скорости потока в аппаратах). Аппараты необходимо периодически (по графику и (или) вне графика - при обнаружении шлама по показаниям приборов, датчиков) промывать встроенными гидромониторами давлением рабочего агента КНС.

Сепарация сеноманской воды в зависимости от принятой технологии, может быть как одноступенчатой так и двухступенчатой.

Технологический комплекс сооружений узла сепарации должен включать: узел распределения потока по сепараторам; блок сепараторов; свеча рассеивания газа; дренажная емкость; узел учета воды; система автоматического регулирования поступления жидкости и межфазного уровня (в случае использования двухступенчатой системы сепарации); блоки предохранительных клапанов; систему дренажей аварийного перелива аппаратов (для исключения попадания воды в линию сброса газа на свечу рассеивания).

Принципиальная технологическая схема узла сепарации приведена на рисунке 4.

Информация представляет коммерческую тайну - удалена

Фильтр гидроциклон для очистки воды

Гидроциклон для очистки воды (песколовка) предназначен для очистки воды от механических примесей: песка, окалины, камней, стекла и других твердых механических загрязнений в воде. Для качественной работы гидроциклонных установок требуется обеспечение перепада давления между входом и выходом до 0,4 МПа.

Справочно в таблице 1 приведена информация по гидроциклонам ПВО-MSSF-F, производства НПЦ ПромВодОчистка, г. Нижний Новгород

Таблица 4 – Технические характеристики гидроциклонов

Модель	Производительность, м3/час	Рабочее давление, МПа	Вес, кг	Габариты, ДхШхВ
ПВО-MSSF-F-740	14-18	1,0	15	895/203/400
ПВО-MSSF-F-750	35-45	1,0	21	930/203/400
ПВО-MSSF-F-755	50-62	1,0	70	1545/304/610
ПВО-MSSF-F-760	86-120	1,0	94	1755/406/700
ПВО-MSSF-F-770	150-190	1,0	225	1990/508/850
ПВО-MSSF-F-775	180-220	1,0	270	2295/609/950
ПВО-MSSF-F-780	230-370	1,0	330	2890/762/1050

Справочно в таблице 5 приведена информация о фильтрах гидроциклонных картриджных ФГК, производства СпецОйлИнжиниринг, г. Пермь.

Таблица 5 - Технические характеристики картриджных гидроциклонных фильтров

№	Показатели	ФГК 90	ФГК 180	ФГК 300
1	Пропускная способность, м ³ /час	90	180	300
2	Максимальная массовая концентрация механических примесей на входе, мг/литр	1000	1000	1000
3	Максимальная массовая концентрация механических примесей на выходе, мг/литр	50	50	50
4	Рабочее давление, МПа	1,6-4,0	1,6-4,0	1,6-4,0
5	Перепад давления, МПа	0,1-0,4	0,1-0,4	0,1-0,4
6	Габаритные размеры, мм			
	Длина	720	730	870
	Ширина	530	530	630
	высота	1320	1430	1560
7	Масса, кг	340	410	720

Принципиальная схема фильтра гидроциклона приведена на рисунке 4.



Рисунок 5 - Принципиальная схема фильтра гидроциклона

2.10 Технологическое оборудование для закачки воды

Закачка воды – это нагнетание воды в нефтяной пласт с целью поддержания и восстановления пластового давления. Для нагнетания воды должны использоваться следующие технологические комплексы и оборудование:

- БКНС; Шурф; ГНУ; водозаборная скважина; БГ (БНГ, ВРБ); нагнетательная скважина.

Блочная кустовая насосная станция

Назначение

Блочная кустовая насосная станция (БКНС) предназначена для закачки воды из поверхностных, подземных источников или промышленных очищенных сточных вод в нагнетательные скважины для поддержания давления в разрабатываемом продуктивном горизонте нефтяного месторождения.

В зависимости от необходимой производительности станции могут состоять из одного, двух, трех и более насосных блоков, блока дренажных насосов, блока аппаратного, блока операторного, блока гребенки. Возможно также комплектование распределительными устройствами РУ6, РУ6/0,4 и блоком плавного пуска. Возможно выполнение маслосистемы в насосном блоке или отдельным блоком (блок маслохозяйства).

Насосные блоки размещаются в едином машинном зале. Насосные агрегаты могут быть плунжерными или центробежными с синхронными и/или асинхронными двигателями.

Центробежные насосные агрегаты ЦНС позволяют производить закачку воды в пласт со следующими параметрами:

- С номинальной подачей от 25 до 630 м³/час;
- С напором при номинальной подаче от 950 до 2100 м.

Устройство блочной кустовой насосной станции

БКНС выполнена в виде отдельных блок-боксов транспортного габарита, монтируемых на месте эксплуатации в единое здание и функционально связанных между собой технологическими, электрическими линиями. Блоки имеют законченный внутренний электромонтаж приборов и оборудования. В качестве стеновых и кровельных ограждений блок-боксов используются трехслойные металлические панели с утеплителем. Условно БКНС делится на машзал (насосные блоки) и энергозал (блоки энергообеспечения). Блоки насосные выполняют функцию повышения давления технологической воды до уровня, обеспечивающего нагнетание воды в скважины системы поддержания пластового давления (заводнения). Энергоблоки служат для автоматического управления работ насосных агрегатов, контроля параметров и сигнализации состояния технологического оборудования, защиты технологического оборудования при изменении параметров технологического процесса сверх допустимых пределов, автоматического отключения насосного агрегата и включения резервного. Применение устройств плавного пуска позволяет снизить значение пускового тока и устраняет значительные скачки напряжения в сети, характерные для прямого пуска мощных электроаппаратов, что повышает надежность работы системы электроснабжения, продлевает срок эксплуатации оборудования.

В состав БКНС входят: насосные блоки; блок дренажных (вспомогательных) насосов; блок управления; блок низковольтной электроаппаратуры; блок распределительного устройства; блок напорной гребенки (коллекторов); блок операторный; блок маслохозяйства; емкость аварийного слива масла с трансформаторов; емкости дренажные подземные; шламовый амбар (емкость промывной воды) в случае использования аппаратов сепарации.

Приемная линия насосного агрегата оборудуется сетчатым фильтром и ручной задвижкой, нагнетательная линия – обратным клапаном и

электроприводной задвижкой.

Блок напорной гребенки (БГ) предназначен для учета и распределения поступающей от насоса жидкости по напорным трубопроводам, размещается, как правило, в отдельном блоке. Включает в себя распределительный коллектор, шкаф местной автоматики, расходомер, вентиляцию и отопление, площадку для обслуживания. В зависимости от количества водоводов блоки напорных гребенок подразделяются на восьми-, пяти-, четырехводоводные.

Для контроля за работой насосных агрегатов необходимо вести учет следующих параметров:

- давление на входном патрубке, МПа (кг/см²);
- давление в напорном патрубке, МПа (кг/см²);
- расход объемный через насос, м³/ч;
- мощность, потребляемая электродвигателем, кВт;
- давление отвода воды из камеры гидропята, МПа (кг/см²);
- давление масла в конце напорной магистрали, МПа (кг/см²);
- давление охлаждающей воды, МПа (кг/см²);
- температура подшипников агрегата, ОС;
- температура масла на выходе из маслоохладителя, ОС;
- осевой разбег при планово-предупредительных ремонтах.

Кроме контроля параметров насосных агрегатов необходимо соблюдать следующие правила:

- постоянно следить за исправностью контрольно-измерительных приборов;
- регулярно производить промывку торцового уплотнения;
- не реже 1 раза в месяц проверять качество и количество масла в маслосистеме и работу смазочных колец;
- следить за положением ротора по указателю осевого сдвига;
- следить за периодичностью смены масла в маслосистеме.
- Техническая характеристика основных типоразмеров БКНС приведена

в таблице 6.

Таблица 6 - Техническая характеристика основных типоразмеров блочной кустовой насосной станции

Параметры	Группа БКНС						
	1	2	3	4	5	6	7
Тип базового насоса	ЦНС-180-1050	ЦНС-180-1422	ЦНС-180-1900	ЦНС-240-1422	ЦНС-240-1900	ЦНС-500-1900	
Номинальная подача насоса, м ³ /ч	180	180	180	240	240	500	
Давление нагнетания, МПа	10	14	19	14	19	19	
Допустимое давление на всасывающей линии, МПа	0,5 - 2,7			1,0 - 3,1			
Давление в системе охлаждения, МПа	0,2						
Температура закачиваемой воды, °С	5 - 45						
Номинальная расходуемая мощность насоса, кВт	675	970	1150	970	1150	3340	
Мощность электропривода, кВт	800	1250	1600	1250	1600	4000	
Частота вращения, об/мин	2950 - 3000						
Напряжение питания электропривода, кВ	6 (10)						
Напряжение в сети вспомогательных устройств, В	380/220						
Ток электродвигателя	Трехфазный, переменный, 50 Гц						
Давление в маслосистеме, МПа	0,3						
Расход масла на один агрегат, л/ч	2,1						
Условный размер труб, мм	150						
приемных нагнетательных	100-150						
приемных блока	200-300						
ребенки выходных блока	100-200						
ребенки							
Габариты насосных блоков							
длина	9804						
ширина	3102						
высота	2992						
Наибольшая масса насосного блока, кг	19800	19800	22600	19800	22600	22600	
Масса блока ребенки, кг	13470						

Принципиальная схема БКНС приведена на рисунке 6.

Насосы, используемые для закачки рабочего агента в пласт:

- ЦНС – насос центробежный, горизонтальный, секционный, однокорпусный, многоступенчатый, с односторонним расположением рабочих колес, с автоматической разгрузкой осевого усилия ротора, гидравлической пятой, с подшипниками скольжения, с приводом от электродвигателя. Условное обозначение ЦНС 180-1900 (Ц – центробежный, Н – насос, С – секционный; 180 – подача м³/ч, 1900 – напор, м);
 - ГНУ 1300-2100 (производителя ООО «КУПЕР»). Условное обозначение Г – горизонтальная, Н – насосная, У – установка, 1300 - производительность – м³/сутки, 2100 – напор, м;
 - ГНУ REDA;
 - НПС - насос центробежный, горизонтальный, нефтяной, секционный предназначенный для перекачивания воды, нефти. Условное обозначение НПС 200-700 (Н – нефтяной, П – с плоским разъемом корпуса, С – секционный, 200 – подача м³/ч, 700 – напор, м);
 - НДР 755 – насосная установка для поддержания пластового давления HAMMELMANN, производительность - 100 м³/час; напор – 21 МПа;
 - СИН – 46 – насос трехплунжерный, производительность – 388 м³/сутки; напор – 24 МПа.

Насосы, используемые для откачки дренажных емкостей:

- 12НА-9х4 – агрегат электронасосный центробежный многоступенчатый артезианского типа, предназначенный из заглубленных мест воды, смеси воды и нефти, нефтепродуктов с твердыми включениями размером не более 0,2 мм. 12 – минимальный допустимый внутренний диаметр обсадной колонны в мм, уменьшенный в 25 раз и округленный до целого числа; Н – нефтяной; А - артезианский; 9 – коэффициент быстроходности насоса, уменьшенный в 10 раз и округленный до целого числа; 4 – количество ступеней насоса. Подача,

$\text{м}^3/\text{ч} = 80$. Напор, $\text{м} = 43$.

- НВ – 50/50 - агрегат электронасосный, предназначен для перекачивания смеси нефтепродуктов с водой различной концентрации плотностью не более $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, имеющий твердые включения размером до 1 мм. Насос центробежный вертикальный одноступенчатый погружной с центральной подвеской и боковой напорной трубой с опорами с перекачиваемой жидкости. Подача $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 50 м.

- НВД – 50/80 - агрегат полупогружного типа с двумя торцовыми уплотнениями по схеме «тандем» и сухой колонной. Применяется для перекачивания нефтепродуктов и сильно загрязненных дренажных вод из подземных емкостей. Номинальная подача $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 80 м.

- ЦНС-60/264 - агрегат электронасосный центробежный многоступенчатый секционный, предназначен для перекачивания воды. Номинальная производительность $60 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 264 м. Допустимый кавитационный запас 4,5 м.

Насосы, используемые на водозаборе:

- 1Д 630х90 – насос центробежный (1 – порядковый номер модификации насоса; 630 – подача, $\text{м}^3/\text{ч}$; 90 – напор, м).

Для закачки воды возможно применение Блочных насосных станций СВДН с роторно-вихревыми насосными агрегатами, предназначенных для повышения давления. Станции поставляются для подач от 100 до 5000 $\text{м}^3/\text{сутки}$ (в исполнении с одним или несколькими рабочими насосами) при давлении на входе 0,3 - 2,0 МПа и давлении подачи до 50,0 МПа.

Информация представляет коммерческую тайну – удалена

Рисунок 6 - Принципиальная схема блочной кустовой насосной станции

Шурф

Шурф предназначен для закачки поверхностных или пластовых вод в нагнетательные скважины с использованием электроцентробежного погружного насоса.

Состав установки: шурф; электроцентробежный погружной насос; подводный водовод; силовой кабель; нагнетательный водовод; станция управления; трансформатор.

Погружные установки, предназначенные для подачи поверхностных или сеноманских вод в нагнетательные скважины: ЭЦН-400-1700 (где ЭЦН – электроцентробежный насос; 400 – производительность м³/сут; 1700 – напор, м. водяного столба); УЭЦПК16-2000-1900 (где УЭЦПК – установка центробежная, для поддержания пластового давления, для перекачки агрессивной жидкости; 16 – диаметр скважины в дюймах; 2000 – производительность м³/сут; 1900 – напор, м. водяного столба); S8000N (производительность – до 1200 м³/сут, напор – 1900-2300м), DN5850 (производительность – до 650 м³/сут, напор – 1900-2300м) и другие установки.

Подбор погружного оборудования, спускаемого в шурф должен производиться с учетом требований М-01.06.03.02-02 «Методические указания по подбору установок электроцентробежных насосов к скважине».

Принципиальная схема шурфного насосного агрегата приведена на рисунке 7.

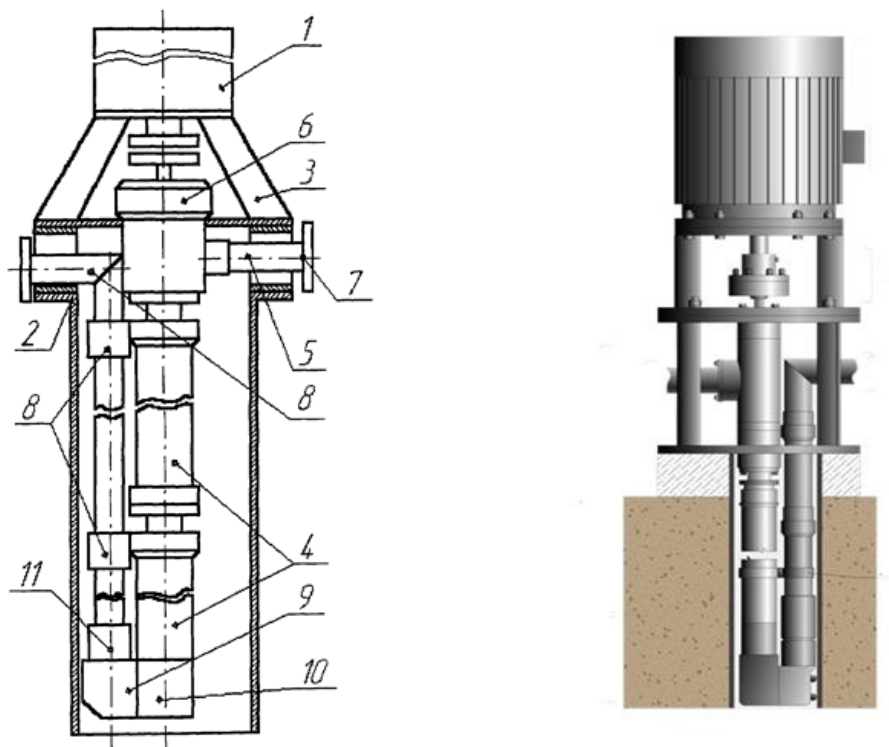


Рисунок 7 - Принципиальная схема шурфного насоса

1-электродвигатель; 2-устье шурфа; 3-подмоторная рама; 4-насос; 5-рама насоса; 6-входной модуль; 7-подводящая магистраль; 8-напорный трубопровод; 9-патрубок; 10-головка нижней секции насоса; 11-обратный клапан

Горизонтальная насосная установка

Горизонтальная насосная установка предназначена:

- для закачки в пласт воды, используемой в системе ППД (при установке на БКНС);
- для повышения давления в системе поддержания пластового давления (при установке на удаленных от основной БКНС кустовых площадках, для компенсации потерь давления в трубопроводах и поднятия до давления приемистости пласта).

Состав горизонтальной насосной установки: опорная рама; электродвигатель; соединительная муфта; упорная камера; секционный центробежный насос; узел нагнетания.

Справочно в таблице 7 приведена техническая характеристика

горизонтальных насосных установок ГПУ компании «РЭДА» (HPS-181820).

Таблица 7 - Техническая характеристика горизонтальных насосных установок компании «РЭДА» (HPS-181820)

Наименование	Ед. измерения	Значение
Предприятие изготовитель	Завод «Тюменские насосы Шлюмберже», ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»	
Назначение	Внутрипромысловая перекачка жидкости	
Характеристика перекачиваемой жидкости: - максимальная плотность жидкости; - максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД; - водородный показатель; - максимальная массовая концентрация твердых частиц; - максимальное содержание свободного газа на приеме насоса; - температура перекачиваемой жидкости.	кг/м ³	1100
	мм ² /с	1
	pH	5,0 – 8,5
	мг/л	250
	%	до 25
	°C	до 93
Подача (рекомендуемый диапазон)	м ³ /сут.	795
Подача в точке максимального КПД	м ³ /сут.	1187
Напор в точке максимального КПД	м (кгс/см ²)	118
Мощность	кВт	22,52
Количество ступеней	шт.	8
КПД	%	70,56
Масса	кг	161,9
Диаметр корпуса	мм	193,8
Частота вращения (приведенная)	об/мин	2917
Направление вращения	Левое (против часовой стрелки)	
Технические характеристики электродвигателя: - номинальная мощность; - напряжение линейное; - номинальный ток; - частота; - частота вращения (синхр.); - средний уровень звука; - масса; - диаметр корпуса.	л.с.	100
	кВт	75
	В	380/660
	А	180
	Гц	50
	об/мин	2917
	дБА	69
	кг	605
мм	550	
Габаритные размеры установки	мм	4010x995x800
Масса установки в сборе	кг	1800

Справочно в таблице 8 приведена техническая характеристика станции блочной насосной БНСП 500-550 на базе установки насосной горизонтальной УЦГНП8-500-550 с центробежным насосом ВНН8-500-

Таблица 8 - Техническая характеристика станции блочной насосной БНСП 500-550 на базе установки насосной горизонтальной УЦГНП8-500-550 с центробежным насосом ВНН8-500-600/04-103

Наименование	Ед. измерения	Значение
Предприятие изготовитель	ЗАО «Новомет-Пермь», Россия	
Назначение	Поддержание давления в продуктивных пластах нефтяных месторождений методом закачивания воды (речной, подтоварной, сеноманской) в пласт	
Характеристика перекачиваемой жидкости: - максимальная плотность жидкости; - максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД; - водородный показатель; - максимальная массовая концентрация твердых частиц; - содержание свободного газа на приеме насоса по объему, не более; - концентрация сероводорода - температура перекачиваемой жидкости.	кг/м ³ мм ² /с рН г/л % г/л °С	1180 1 6,0 – 8,5 0,5 5 0,01 от 5 до 60
Типоразмер насосной установки	ВНН8-500-600/04-103	
Тип электродвигателя	ПЭДН100-185-1800/144	
Давление на входе, не более	МПа (кгс/см ²)	21 (210)
Номинальная производительность станции	м ³ /сут.	500
Номинальный напор	МПа (кгс/см ²)	5,5 (55)
Частота вращения приведенная	об/мин	2910
Число ступеней насоса	шт	30
КПД	%	59
Номинальная мощность электродвигателя	кВт	100
Рекомендуемая рабочая часть характеристики: -подача -напор	м ³ /сут. м	400-650 450-630
Вид тока	переменный	
Частота	Гц	50
Номинальная частота вращения вала электродвигателя	об/мин	3000
Номинальное напряжение	В	1800
Габаритные размеры станции, не более: -длина -ширина -высота	мм мм мм	16014 3230 3820
Масса, не более	кг	27500

Принципиальная схема горизонтальной насосной установки приведена на рисунке 8.

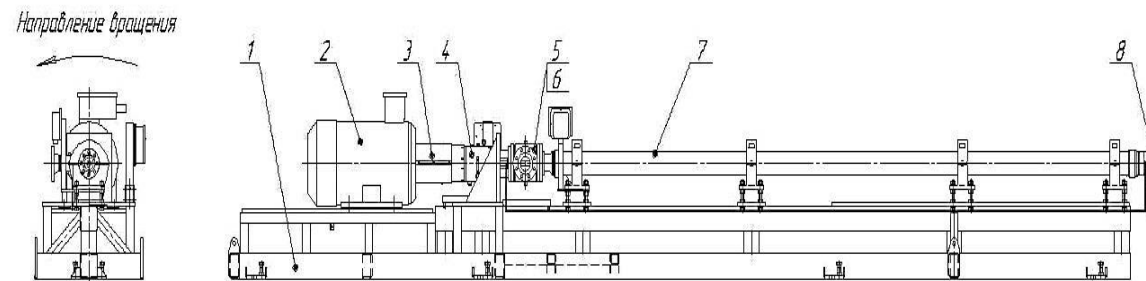


Рисунок 8 - Принципиальная схема горизонтальной насосной установки

1-несущая рама; 2-электродвигатель; 3-муфта соединительная; 4-камера упорного подшипника; 5-входной модуль; 6-торцевоеуплотнение; 7-центробежный насос; 8-выкидная головка с соединительным фланцем

Водозаборная скважина

Водозаборная скважина предназначена для добычи воды из водоносного горизонта, используемой в системе ППД и подачи ее на БКНС или в нагнетательные скважины (водовод высокого давления).

Водозаборная скважина состоит из: электроцентробежный погружной насос; оборудование устья скважины; силовой кабель; станция управления; трансформатор.

Принципиальная схема водозаборной скважины приведена на рисунке 9.

Погружные установки, предназначенные для подачи поверхностных или сеноманских вод на кустовые насосные станции: УЭЦПК16-2000-120 (где УЭЦПК – установка центробежная, для поддержания пластового давления, для перекачки агрессивной жидкости; 16 – диаметр скважины в дюймах; 2000 – производительность м³/сут; 120 – напор, м. водяного столба), УЭЦВ 10-120-100 (где УЭЦВ – агрегат электронасосный для воды; 10 – диаметр скважины в дюймах; 120 – производительность м³/ч; 100 – напор, м. водяного столба), и другие установки.

Погружные установки, предназначенные для подачи поверхностных или сеноманских вод в нагнетательные скважины: ЭЦНМИК5А-700-2000 (где ЭЦНМИК5А – электроцентробежный насос 5А габарита, модульного исполнения с промежуточными подшипниками, износостойкого исполнения; 700 – производительность м³/сут; 2000 – напор, м. водяного столба), DN 3500-2000, Centrlift P1155SSD и другие установки.

Подбор погружного оборудования, спускаемого в шурф должен производиться с учетом требований М-01.06.03.02-02 «Методические указания по подбору установок электроцентробежных насосов к скважине».

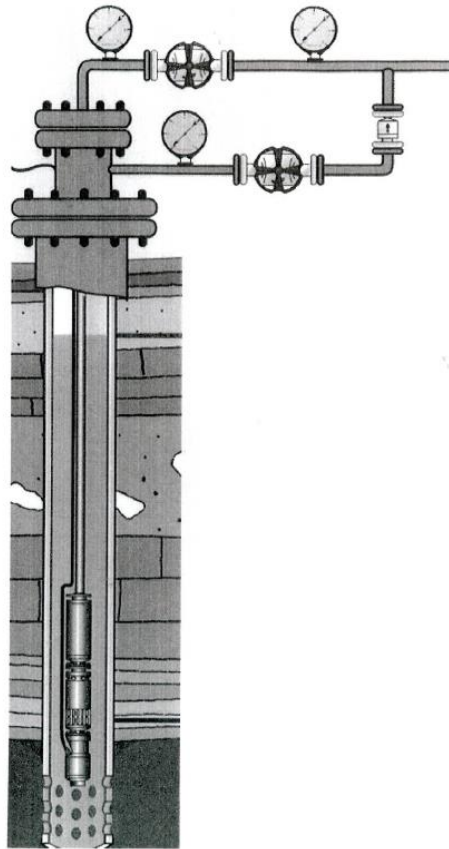


Рисунок 9 - Принципиальная схема водозаборной скважины

Блок напорной гребенки

Блок напорной гребенки (БГ) предназначен для распределения, измерения расхода и давления технологической воды, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления.

БГ выполнен в блочном исполнении. Оборудование находится в теплоизолированном помещении. Блок-боксы выполнены на сварном основании с ограждением.

БГ включает в себя: распределительный коллектор; напорные водоводы; система дренажа с дренажным коллектором; запорно-регулирующая арматура коллектора, водоводов и дренажа; датчики расхода, давления и сигнализаторы автоматики (на коллекторе и водоводах); система вентиляции и освещения; обогреватель.

В таблице 9 приведена техническая характеристика кустового БГ:

Таблица 9 – Техническая характеристика кустового блока гребёнки

№	Параметр	Значение
1	Рабочая среда	Вода техническая для систем ППД (пресная, пластовая, сеноманская)
2	Температура рабочей среды, °С	+5...65
3	Условный диаметр трубопровода напорного коллектора, мм	100...250
4	Условный диаметр нагнетательного трубопроводов, мм:	65, 80, 100
5	Температура окружающей среды, °С	От -60 до +40
6	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У, УХЛ, ХЛ
7	Класс взрывоопасной зоны блока по ПУЭ	В-1а, В-1б
5	Габаритные размеры, мм ширина длина высота	5000...8000 3000...3250 До 3400
6	Масса, кг не более	10000

Принципиальная схема блока гребенки со спецификацией оборудования приведена на рисунке 10.

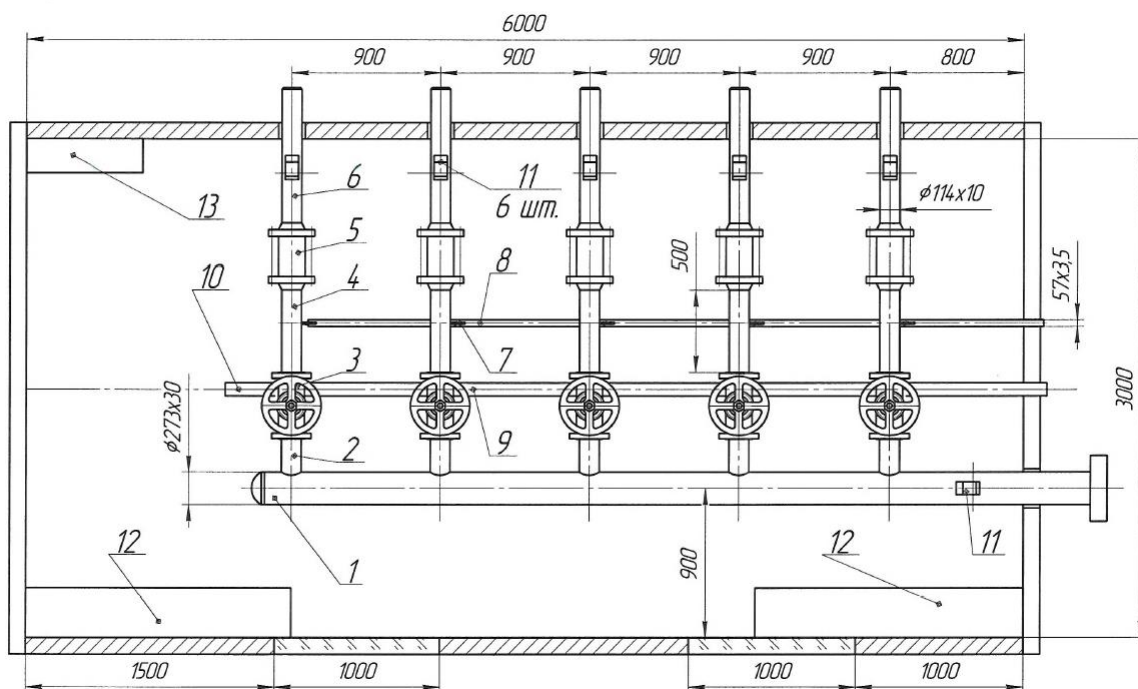


Рисунок 10 - Принципиальная схема блока гребенки

1-коллектор; 2-катушка; 3-задвижка; 4-катушка; 5-счетчик Метран 305ПР; 6-катушка; 7-вентиль дренажный; 8-желоб дренажный; 9-труба дренажная; 10-заглушка дренажа съемная; 11-датчик давления Метран-100

Нагнетательная скважина

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

Оборудование нагнетательных скважин включает наземное оборудование и подземное оборудование.

Наземное оборудование: нагнетательная арматура; обвязка устья скважины.

На рисунке 11 приведена схема арматуры нагнетательной АНК 65x21.

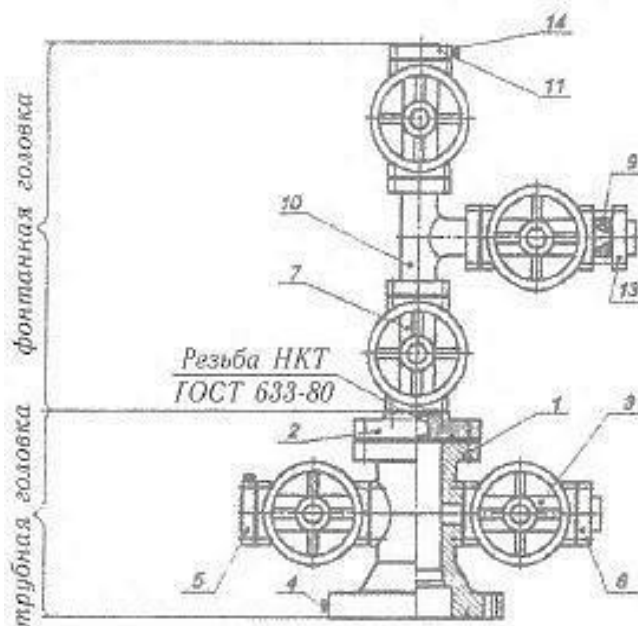


Рисунок 11 - Схема арматуры нагнетательной АНК 65x21

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 65x21 - 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.

Технические характеристики устьевой арматуры нагнетательных скважин приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики устьевой арматуры

Показатели	Арматура		
	АНК1 65x21	АНК1 65x35	АНК 65x21
Условный проход ствола и боковых отводов, мм	65	65	65
Давление, Мпа Рабочее Пробное	21 42	35 70	21 42
Скважинная среда	Коррозионная (вода техническая, сточная нефтепромысловая и морская с содержанием механических примесей не более 25 мг/л, размером твердых частиц не более 0,1 мм)		
Запорное устройство (прямоточная задвижка)	ЗМС1	ЗМС1	ЗМ
Масса арматуры, кг	743	962	580
Габаритные размеры, мм:			
длина	1600	1780	1075
ширина	635	820	680
высота	2130	2310	1195

Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы; пакер.

На рисунке 12 приведена схема подземного оборудования нагнетательной скважины.



Рисунок 12 - 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 13 приведена схема нагнетательной скважины.

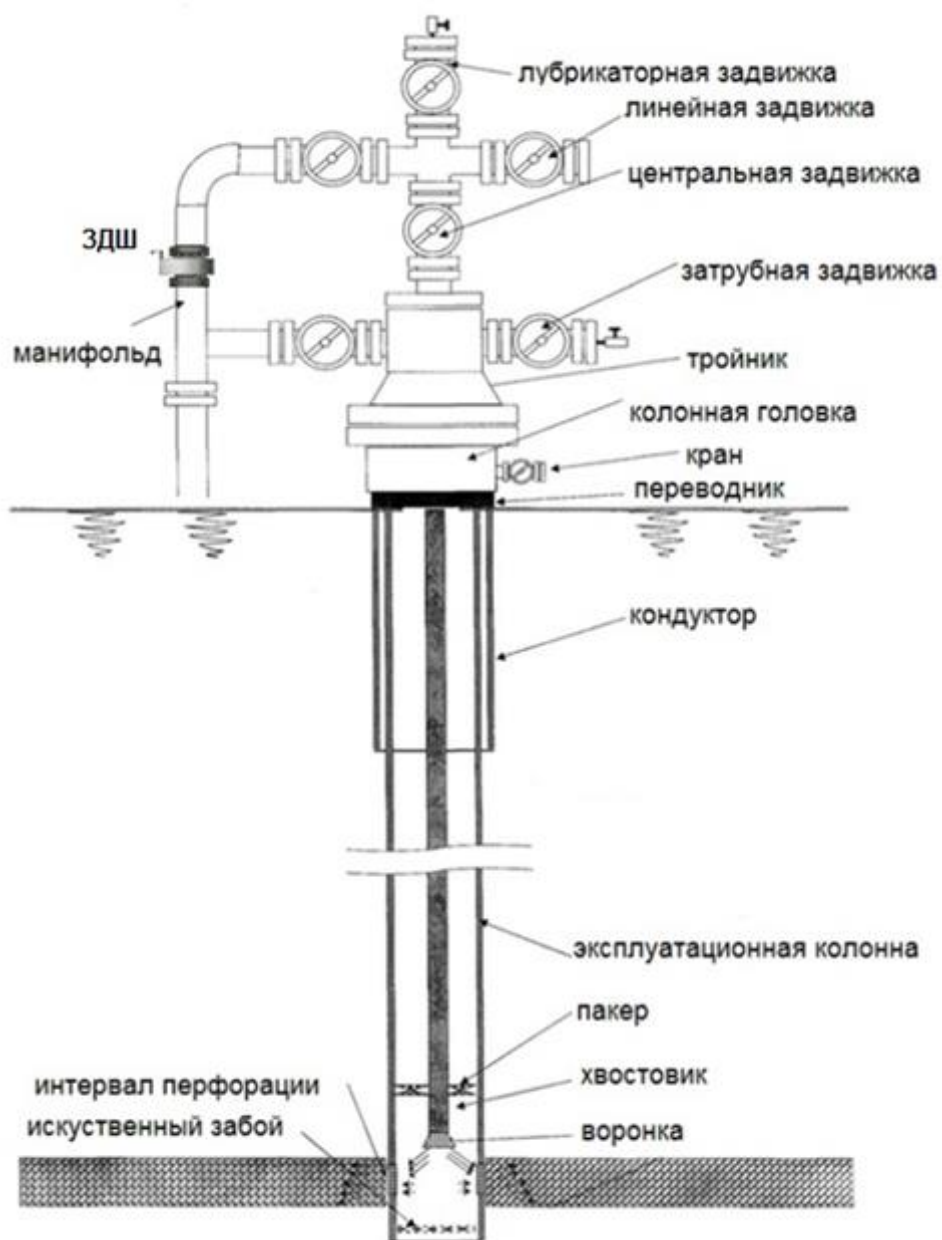


Рисунок 13 - Схема нагнетательной скважины

На рисунке 14 приведена схема нагнетательной скважины с установленным в ней погружным насосом перевернутого типа.

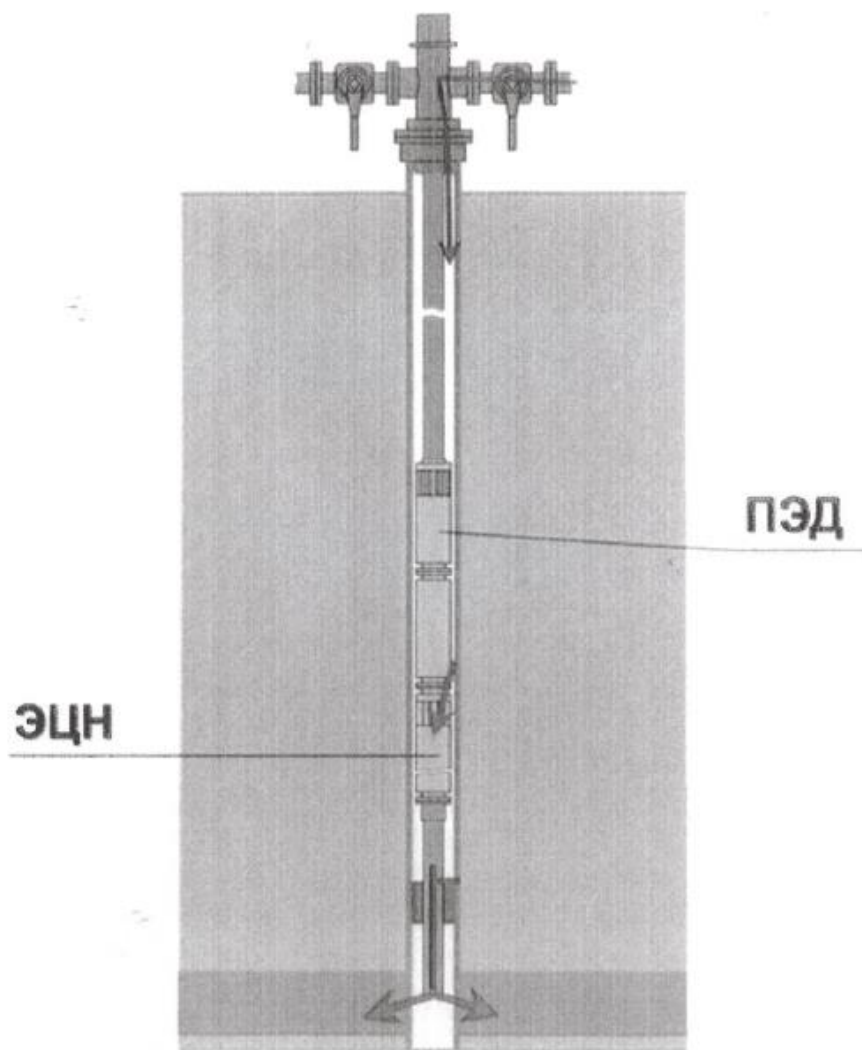


Рисунок 14 - Схема нагнетательной скважины с установленным в ней погружным насосом перевернутого типа

2.11 Описание технологического процесса и технологической схемы блочной кустовой насосной станции

Блочная кустовая насосная станция БКНС использует в качестве рабочего агента - воду сеноманского пласта и подтоварную воду сброса с ДНС с УПСВ (в дальнейшем по тексту - «воду»).

Сеноманская вода от водозаборных скважин кустовой площадки поступает на площадку подготовки воды через задвижки №1,2,3,5,5/1 в сепараторы С-2/1,2 предназначенные для разгазирования воды и очистки ее от песка и глины. В трубопроводе подачи воды в емкости осуществляется контроль давления местный и дистанционный. Уровень воды в С-2/1,2, равный 1000-2000мм, поддерживается клапаном Кж, установленным на трубопроводе подачи воды в аппараты.

Разгазирование воды осуществляется под небольшим избыточным давлением $\sim 0,002$ МПа (изб.). Газ сеноманской воды из емкостей С-2/1,2 сбрасывается через задвижки №14,14/1 на свечу рассеивания (СР).

Система автоматизации аппаратов С-2/1,2 обеспечивает:

- местный контроль давления в аппарате;
- сигнализация повышения давления в аппаратах;
- регулирование уровня воды в сепараторах клапаном Кж, сигнализацию отклонения уровня воды от нормы;
- закрытие клапана Кж на входе воды в аппараты при достижении верхнего предельного уровня;
- контроль температуры по месту.

Подготовленная сеноманская вода из сепараторов С-2/1,2 через задвижки №6,6/1,7,7/1,8,10 подается в приемный коллектор БКНС. Очищенная подтоварная вода и промливневые стоки с очистных сооружений ДНС с УПСВ через задвижку №9 подается в приемный коллектор. Соотношение потоков сеноманской воды и очищенной пластовой воды с очистных сооружений на год максимальной добычи

жидкости составляет 21,22 м³/ч: 24,96 м³/ч.

Вода по приемному коллектору через задвижки и фильтры (для задержки возможных механических примесей) попадает на вход насосных агрегатов ЦНС 240(180)-1900, ЦНС 200-2100.

Пройдя насос, жидкость под давлением по напорному трубопроводу через обратный клапан и задвижку попадает в напорный коллектор.

3 Аналитический обзор по современным технологиям совершенствования систем поддержания пластового давления

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

На практике энергетические затраты на систему ППД составляют до 30 % от энергетических затрат на добычу и подготовку нефти, представлены на рисунке 15. Нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск решений по сокращению затрат на данном направлении, повышение энергетической эффективности и надежности насосных агрегатов является актуальной задачей для отрасли добычи нефти и газа.



Рисунок 15 – Энергетические затраты системы поддержания пластового давления

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

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

Целями внедрения частотного регулируемого привода на КНС являются: гибкое управление технологическим процессом ППД; повышение энергоэффективности насосных станций; снижение аварийности трубопроводов за счет плавного запуска насосных агрегатов и точного

поддержания заданного давления в системе; увеличение межремонтного срока насосных агрегатов и запорной арматуры за счет оптимизации режимов работы.

Внешний вид блок-бокса представлен на рисунке 16.

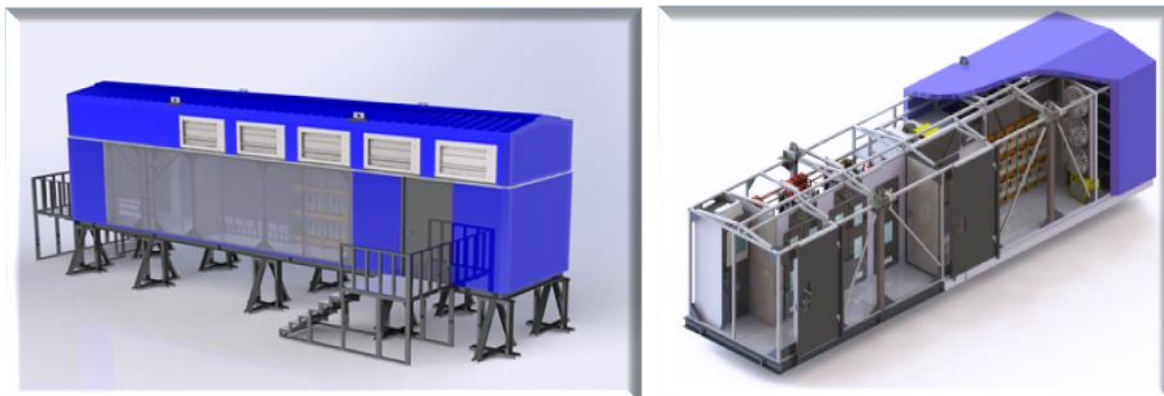


Рисунок 16 – Внешний вид блок-бокса частотного преобразователя

Частотный регулируемый привод

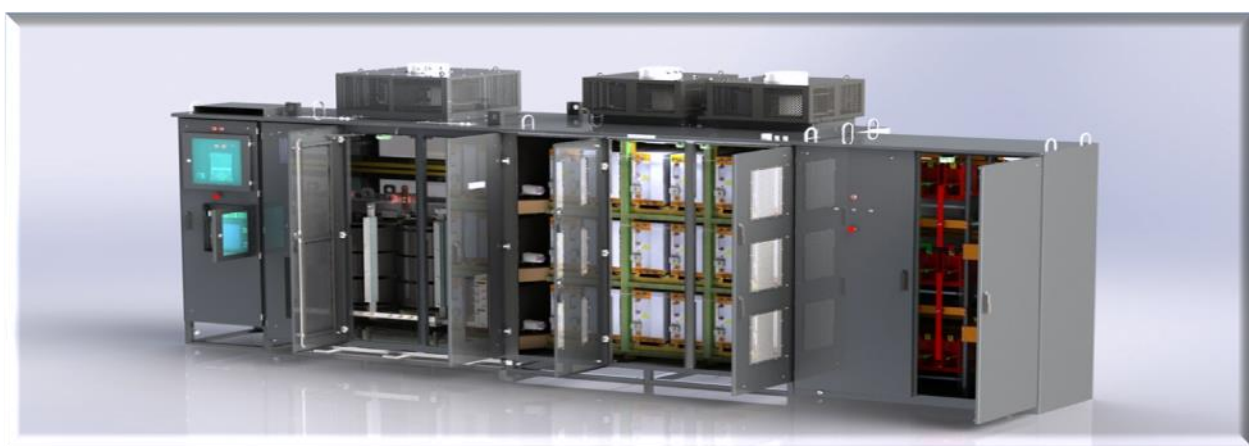


Рисунок 17 - Общий вид преобразователя частотного регулируемого привода

Энергосбережение

Процент прямой экономии активной электроэнергии – от 10% до 50%. Экономия электроэнергии с помощью станции управления может быть получена:

- за счет регулирования скорости отдельных двигателей;

- за счет уменьшения числа работающих двигателей во время технологических пауз и снижении нагрузки при управлении группой из нескольких насосных агрегатов.

- за счет устранения неоправданных затрат, которые имеют место при альтернативных методах регулирования – дросселирование, механические регулирующие устройства.

Экономия ресурсов

Регулирование позволяет предоставлять пользователям именно столько воды, сколько им необходимо в настоящий момент. В результате потребление ресурсов снижается.

Снижение капитальных затрат и эксплуатационных расходов

Плавное регулирование скорости вращения электродвигателя позволяет, в большинстве случаев, отказаться от использования штуцеров (исключит их подбор) и другой регулирующей аппаратуры, что значительно упрощает управляемую механическую (технологическую) систему и повышает ее надежность. Частотный пуск обеспечивает плавный, без повышенных пусковых токов и механических ударов разгон двигателя, что увеличивает срок эксплуатации двигателей и связанных с ними механизмов.

Преодоление просадок напряжения в питающей сети

При возникновении аварийной ситуации привод не отключается, а плавно снижает обороты двигателя пропорционально величине просадки. При восстановлении напряжения система возвращается к заданным параметрам.

Функция энергосбережения

Электроника автоматически отслеживает потребление тока и корректирует напряжение на выходе преобразователя таким образом, чтобы потери в обмотках двигателя были минимальными, а КПД – максимальным.

Технические характеристики БКНС Ш... месторождения представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Технические характеристики блочной кустовой насосной станции Ш..... месторождения

Ш... БКНС				
1) Технические данные насосов:				
		Насос 1,	Насос 2,	Насос 3
	Тип насоса	ЦНС-180-1900	ЦНС-180-1900	ЦНС-240-1900
	$H_{\text{ном}}$, м	1900	1900	1900
	$Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	180	180	240
	$h_{\text{ном}}$, ед.	0,75	0,75	0,75
$H_{\text{ном}}$ - номинальный напор насоса, $Q_{\text{ном}}$ - номинальный расход насоса, $\eta_{\text{ном}}$ – номинальный КПД насоса;				
2) Технические данные электродвигателей:				
		Двигатель 1	Двигатель 2	Двигатель 3
	Тип двигателя	СТДМ 6000/16002РУХЛ4	СТД 6000/800	СТД 6000/1600
	$P_{\text{ном}}$, кВт	1600	1600	1600
	$U_{\text{ном}}$, кВ	6000	6000	6000
	$I_{\text{ном}}$, А	180	180	180
	$h_{\text{ном}}$, ед.	0,96	0,96	0,96
	$\cos \varphi$	0,96	0,96	0,96
$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность двигателя; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение питания; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя; $h_{\text{ном}}$ – номинальный КПД двигателя;				

Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчёту при частотном приводе, кВт.*ч/сут

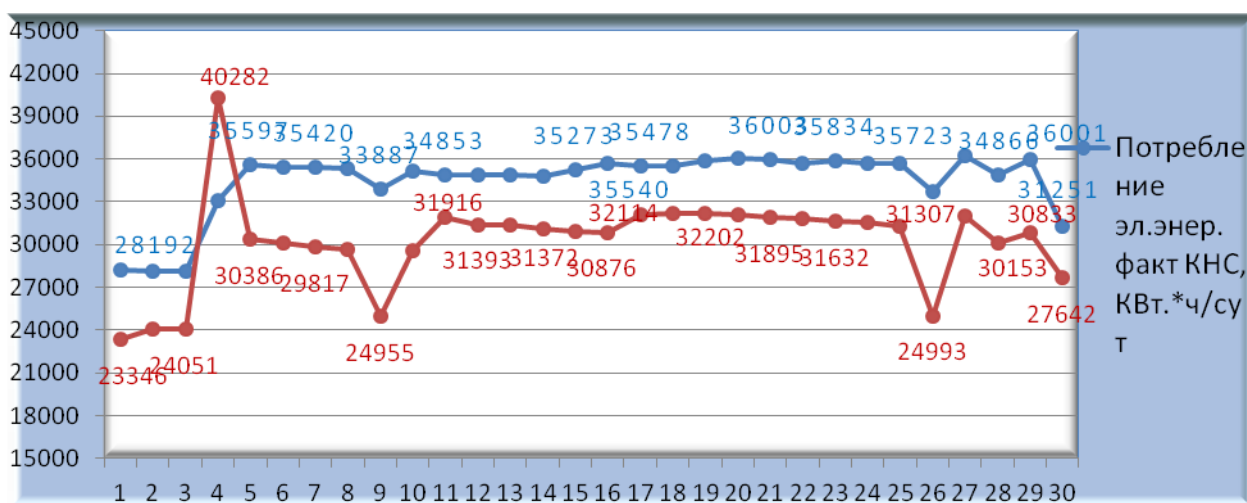


Рисунок 18 - Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчёту при частотном приводе, кВт.*ч/сут

В представленном технико-экономическом обосновании приведен анализ режима работы насосной станции на Ш... месторождении за сентябрь 2015г. по методике предлагаемой компанией ООО «Триол-Нефть» г. Москва.

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

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

Экономичным способом регулирования параметров технологического процесса является изменение частоты вращения насосного агрегата.

**Расчёт экономии электроэнергии при частотном приводе,
кВт.*ч/сут на примере Ш... месторождения за сентябрь 2015г**



Рисунок 19 - Расчёт экономии электроэнергии при частотном приводе,
кВт.*ч/сут на примере Ш... месторождения за сентябрь 2015г

Экономия электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода по БКНС Ш... месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом может достигать 12 % от действующего режима оборудования.

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

Фактическое Потребление электроэнергии и УРЭ с расчётом работы оборудования при частотном приводе за сентябрь 2015г

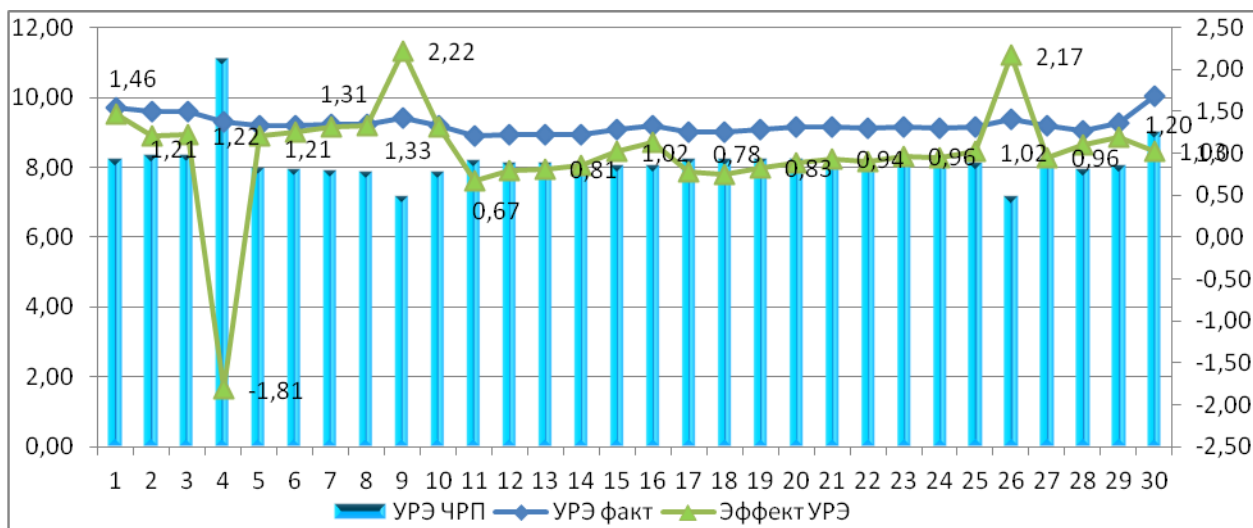
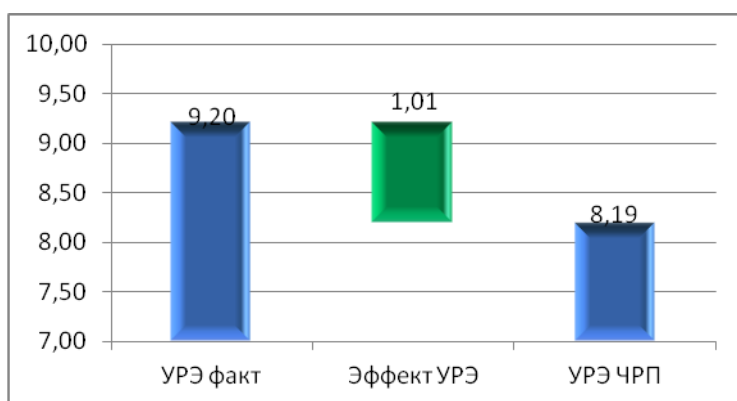
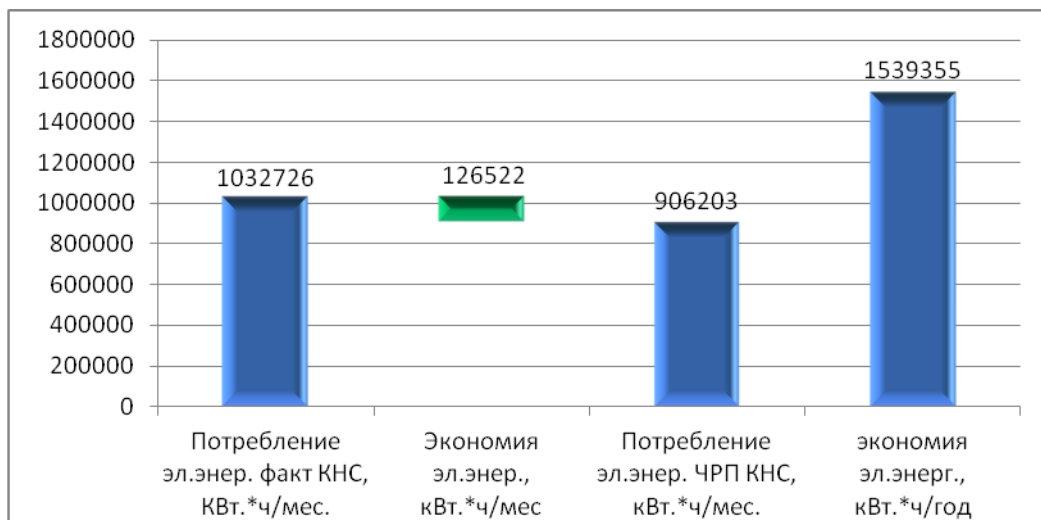


Рисунок 20 - Фактическое Потребление электроэнергии и УРЭ с расчётом работы оборудования при частотном приводе за сентябрь 2015г., кВт.*ч/сут на примере Ш... месторождения за сентябрь 2015г.

**Экономия затрат на электроэнергию с расчётом работы
оборудования при частотном приводе на примере Ш... месторождения
за сентябрь 2015г.**

Таблица 11 – Экономия затрат на электроэнергию БКНС-Ш...

t, час	P _{вх}	P _{вых.}	Q, м ³ /сут	Потребление эл.энер. номинал. КНС, кВт.*ч/сут	P _{макс} , кВт	P _{мин} , кВт	Q _{макс} , м ³ /сут	Потребление эл.энер. факт КНС, кВт.*ч/сут	Потребление эл.энер. ЧРП КНС, кВт.*ч/сут	Экономия эл.энер., кВт.*ч/сут	Кол-во агрегатов в работе	Кол-во моточасов работы за сутки
ср. знач. 01 - 30. 09.2015г.	0,9	213	4174	38400	34560	6912	4560	34424	30207	4217	1	24
										4217	Экономия за сутки, кВт	
										126522	Экономия за месяц, кВт	
										1539355	Экономия за год, кВт.*ч	
										12 %	2,66	тариф на электроэнергию
										11218	Экономия за сутки, руб	
										336549	Экономия в месяц, руб	
										4094685	Экономия в год, руб	

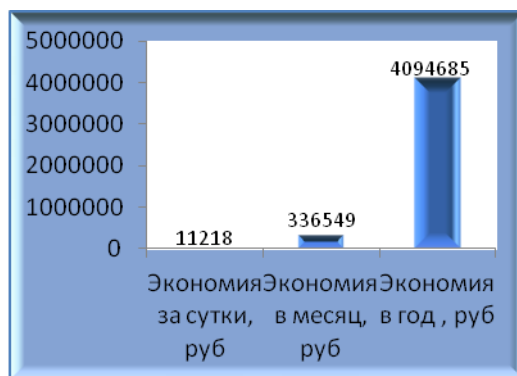


Рисунок 21 – Экономия затрат на электроэнергию в рублях

Таблица 12 - Потенциал при переходе от дросселирования к частотному регулированию

Оборудование	Стоимость, тыс. руб	Окупаемость	
		При тарифе 2,66 руб.	Выработка электроэнергии
1. Средневольтный преобразователь частоты Триол АТ27-1м6-6/6-31С64М-К9-14 в составе: - преобразователь частоты АТ27-1м6-6/6 в блок-боксовом исполнении с системой климатки, охранной и пожарной сигнализации; - возбудитель цифровой ВТЦ-320; - кабельная продукция для подключения преобразователя к РУ6 и насосам; - площадка для установки АТ27 на объекте	11670		
		6,6	0
2. Строительно-монтажные работы по установке АТ27 на объекте	10000		
3. Пусконаладочные работы	300		
4. Проектные работы	5000		
Итого	26970		

По результатам проведенных исследований и расчетов рекомендуется реализация энергосберегающих мероприятий на объектах БКНС Ш... месторождения с внедрением частотного регулируемого привода.

Сделаны следующие выводы:

1. Регулирование технологического процесса при помощи частотного регулирования позволяет поддерживать технологические параметры на заданном уровне, изменять производительность насосного оборудования для подбора необходимого режима работы, что исключает замену самого оборудования с целью подбора производительности.

2. Общая экономия электрической энергии при внедрении частотно-

регулируемого привода по БКНС Ш... месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом может достигать 1798759 кВт*ч/сут в год, процент чего составляет 14% от действующего режима работы оборудования.

3. Поддержание заданного технологического параметра на необходимом уровне гарантирует снижение эксплуатационных расходов, связанных с неравномерным режимом работы, автоматическое сглаживание колебаний параметров дает возможность гибкого регулирования технологического процесса.

Данное оборудование является актуальным для ООО «Г-В» с последующей реализацией его на практике. При формировании технического задания на БКНС А.. месторождения с учётом приведённого расчёта по Ш..., в отношении установки подобного оборудования и количества насосных агрегатов, было заявлено оборудование с частотным приводом.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Сущность и организация проведения мероприятия

В дипломном проекте предлагается внедрение технологии борьбы с солеотложениями путем закачки в пласт СНПХ 5312,С. Сущность метода основана на том, что способом защиты от солеотложений является периодическая закачка раствора ингибиторов в ПЗП .

Экономический эффект обусловлен увеличением дополнительной добычей нефти вследствие снижения интенсивности солеобразования. Для расчёта используются фактические данные по ООО «Газпромнефть-Восток»

Результатом внедрения технологии по обработке скважин ингибитором СНПХ5312,С является предполагаемая дополнительная добыча нефти.

Определим предполагаемую дополнительную добычу от внедрения мероприятия:

Дополнительная добыча от увеличения дебита:

$$\Delta A = (A_2 - A_1) \cdot 365 \cdot k_3 \quad (1)$$

где A_1, A_2 – среднесуточный дебит по одной скважине по нефти, до и после внедрения новой техники т/сут;

k_3 - коэффициент эксплуатации скважин.

$$\Delta A = (26,9 - 20) \cdot 365 \cdot 0,96 = 2417,76 \text{ т/сут.}$$

4.2 Расчет сметы затрат на проведение мероприятия

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрения мероприятия.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда, и один помощник 5 разряда.

Нормативное время выполнения работ связанных с проведением мероприятия представлено в таблице 13

Таблица 13 - Нормативное время выполнения работ

Вид работ	Время, час
Расстановка оборудования	1
Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2
Опрессовка, час.	1,3
Закачка технологических жидкостей	3,5
Заключительные работы	1
Всего	8

Рассчитаем затраты на осуществление мероприятия

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ:

$$Z_{\text{осн}} = \sum C \cdot T_p \cdot n, \quad (2)$$

где C - тарифная ставка, руб;

T_p - время работы, час;

n - количество рабочих;

$$Z_{\text{осн}} = 42,7 \cdot 8 \cdot 1 + 36,18 \cdot 8 \cdot 1 = 631,04 \text{ руб.} \quad (3)$$

Премия составляет 140 % от основной зарплаты:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{осн}} \cdot 1,4 = 631,04 \cdot 1,4 = 883,46 \text{ руб.} \quad (4)$$

Районный коэффициент составляет 50 % от основной зарплаты и премии:

$$Z_T = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}}) \cdot 0,5 = (631,04 + 883,46) \cdot 0,5 = 757,24 \text{ руб.} \quad (5)$$

Зарплата бригады составит:

$$Z_{\text{бр}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{т}} = 631,04 + 883,46 + 757,24 = 2271,74 \text{ руб.} \quad (6)$$

Отчисления на социальные нужды составляют 30 % от общего фонда заработной платы:

$$Z_{\text{соц}} = Z_{\text{бр}} \cdot 0,3 = 2271,74 \cdot 0,3 = 681,52 \text{ руб.} \quad (7)$$

Таблица 14 – Нормы расходов и стоимость единицы материалов

Материал	Количество материала	Стоимость единицы материала, руб
Пластовая вода	30 м ³	47,22
Пресная вода	10 м ³	14
СНПХ 5312,С	0,537 т	35530

Затраты на материалы определяются умножением количества материалов по видам на стоимость за единицу:

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{в.пл}} \cdot C_{\text{в.пл}} + V_{\text{в.пр}} \cdot C_{\text{в.пр}} + V_{\text{СНПХ}} \cdot C_{\text{СНПХ}}, \quad (8)$$

где V_i - количество материала, пластовой воды, пресной воды, СНПХ 5312,С соответственно;

C_i – стоимость единицы материала, пластовой воды, пресной воды, СНПХ 5312,С, соответственно.

$$Z_{\text{мат}} = 30 \cdot 47,22 + 10 \cdot 14 + 0,537 \cdot 35530 = 20636,21 \text{ руб.}$$

Таблица 15 – Вид и время работы арендованного транспорта

Вид транспорта	Время работы, ч	Стоимость аренды, руб/ч
Агрегат ЦА-320	8	1400
Автоцистерны ЦР-10, ЦР-4	16	450

Транспортные расходы определяются исходя из времени работы данного вида транспорта и расценок за час работ:

$$Z_T = \sum_i^n t_i \cdot C_i = t_{ца} \cdot C_{ца} + t_{цр10} \cdot C_{цр10} + t_{цр4} \cdot C_{цр4}, \quad (9)$$

где t_i - время работы оборудования, агрегата ЦА, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4

C_i – стоимость одного часа работы оборудования, агрегата ЦА-320, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4

$$Z_T = 8 \cdot 1400 + 16 \cdot 450 = 18400 \text{ руб.}$$

Сумма прямых затрат складывается из общей зарплаты, отчислений на социальные нужды, затрат на материалы, транспорт:

$$Z_{пр} = Z_{бр} + Z_{соц} + Z_{мат} + Z_{тр}, \quad (10)$$

$$Z_{пр} = 2271,74 + 681,52 + 20636,21 + 18400 = 41989,47 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы составляют 23.72 % от прямых затрат:

$$Z_{ц} = 41989,47 \cdot 0,237 = 9951,5 \text{ руб.} \quad (11)$$

Общехозяйственные расходы 9% от суммы $Z_{пр}$ и $Z_{ц}$:

$$(Z_{пр} + Z_{ц}) \cdot 0,09 = (41989,47 + 9951,5) \cdot 0,09 = 4674,69 \text{ руб.} \quad (12)$$

Смета затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 16

Таблица 16 – Смета затрат на проведение мероприятия

Статьи затрат	Сумма, руб.
1. зарплата бригады:	2271,74
6 разряд –1 человек, 5 разряд – человек, час.	631,04
премия, %	883,46
районный коэффициент, %	757,24
2. отчисления на социальные нужды, %	681,52
3. транспорт:	18400
цементировочный агрегат ЦА-320, час.	11200
автоцистерна ЦР-10, час.	7200
4. материалы:	20636,21
пластовая вода, м ³	1416,60
пресная вода, м ³	140
СНПХ 5312,С , т	19079,61
5. Цеховые расходы, %	9951,5
6. Общехозяйственные расходы	4674,69
Итого затрат	56615,66

4.3 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти

Проведение внедрения технологии борьбы с солеотложением путем закачки в пласт ингибитора СНПХ 5312,С связано с определенными затратами, поэтому влияет на себестоимость добычи нефти. Рассчитаем изменение затрат на добычу нефти.

Изменение затрат на энергию по извлечению нефти:

$$\Delta Z_{\text{э}} = \Delta A \cdot C_{\text{э,у}}, \quad (13)$$

где ΔA – дополнительная добыча нефти;

$C_{\text{э,у}}$ – удельные затраты на добычу 1 т нефти,

$$\Delta Z_{\text{э}} = 2,417 \cdot 105,3 = 254,51 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат на поддержание пластового давления составит:

$$\Delta Z_{\text{ппд}} = \Delta A \cdot C_{\text{ппд}} \quad (14)$$

где $C_{\text{ппд}}$ - удельные затраты на плату поддержания пластового давления, на добычу 1 т. нефти.

$$\Delta Z_{\text{ппд}} = 2,417 \cdot 134,71 = 325,59 \text{ тыс.руб.}$$

Изменение затрат по сбору и транспорту нефти:

$$\Delta Z_{\text{сб}} = \Delta A \cdot C_{\text{сб}}, \quad (15)$$

где $C_{\text{сб}}$ – удельные затраты на добычу 1 т нефти,

$$\Delta Z_{\text{сб}} = 2,417 \cdot 83,98 = 202,97 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{\text{т.п}} = \Delta A \cdot C_{\text{т.п}}, \quad (16)$$

где $C_{\text{т.п}}$ – удельные затраты на добычу 1 т нефти,

$$\Delta Z_{\text{т.п}} = 2,417 \cdot 58,55 = 141,51 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования изменяются на сумму затраченную, на проведение мероприятия:

$$\Delta Z_{\text{с.э}} = Z_{\text{мер}} \cdot n, \quad (17)$$

$$\Delta Z_{\text{с.э}} = 42,11 \cdot 10 = 126,33 \text{ тыс.руб.}$$

Расходы на НДСИ :

$$\Delta Z_{\text{ндпи}} = \Delta A \cdot C_{\text{ндпи}}, \quad (18)$$

$$\Delta Z_{\text{ндпи}} = 2,417 \cdot 8,96 = 21,65 \text{ тыс.руб.}$$

Итого изменение затрат:

$$\Delta Z = 254,51 + 325,59 + 202,97 + 141,51 + 21,65 + 126,33 = 1072,56 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет себестоимости добычи нефти приведен в таблице 17.

Таблица 17 - Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведения обработки

Затраты	До внедрения мероприятия, тыс.руб.	После внедрения мероприятия, тыс.руб.	Изменение затрат, тыс.руб.
Расходы на энергию по извлечению нефти	117827	118081,51	+ 254,51
Расходы по искусственному воздействию на пласт	149616	149941,59	+325,59
Основная зарплата производственных рабочих	119112	119112	-
Отчисления на социальные нужды	6776	6776	-
Амортизация скважин	47856	47856	-
Расходы по сбору и транспортировку нефти	93974	94176,97	+ 202,97
Расходы по технологической подготовке нефти	65517	65658,51	+ 141,51
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	336009	336135,33	+ 126,33
Цеховые расходы	40463	40463	-
Общепроизводственные расходы	122672	122672	-
Прочие производственные расходы	10023	10044,65	+21,65
Итого затрат, тыс.руб.	1009845	1010917,56	+1072,56
Добыча нефти, тыс.т	1109,15	1111,567	+ 2,417
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб./т	910,46	909,7	- 0,76

4.4 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект от внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (19)$$

где \mathcal{E}_T – экономический эффект от мероприятия за расчетный период, тыс.руб;

P_T – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия за расчетный период, тыс.руб;

Z_T – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

Стоимостная оценка результатов проведения мероприятия представляет собой оценку произведенной продукции (дополнительно добытой нефти) в оптовых ценах:

$$P = \Delta A \cdot C, \quad (20)$$

где C – оптовая цена 1 тонны нефти, $C = 27619$ руб,

$$P = 2,417 \cdot 27619 = 6675,5 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти:

$$Z_T = \Delta Z, \quad (21)$$

$$Z_T = 1072,56 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект по формуле (18) составит:

$$\mathcal{E} = 6675,5 - 1072,56 = 5602,94 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль за счет внедрения мероприятия остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\Delta\Pi = \Xi - \Delta H, \quad (22)$$

где $\Delta\Pi$ - прирост валовой прибыли;

ΔH – сумма отчислений от прироста прибыли, составляет 20%,

$$\Delta\Pi = 5602,94 - (5602,94 \cdot 0,20) = 4482,4 \text{ тыс.руб.}$$

Изменение производительности труда в результате внедрения мероприятия:

$$P_y = \left(\frac{A_2}{P_2} : \frac{A_1}{P_1} \right) \cdot 100 - 100, \quad (23)$$

$$P_y = \left(\frac{1110,17}{2581} : \frac{1109,15}{2581} \right) \cdot 100 - 100 = 0,2\%.$$

Снижение себестоимости продукции за счет проведения мероприятия:

$$C_c = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100, \quad (24)$$

где C_1 , и C_2 – себестоимость добычи нефти до и после мероприятия, руб.,

$$C_c = \frac{910,46 - 909,9}{910,46} \cdot 100 = 0,06\%.$$

Таким образом, применение технологии обработки ингибитором СНПХ5312,С десяти добывающих скважин, показало высокую технологическую эффективность с дополнительной добычей нефти 10163,79т. Исходя из этого предложено провести внедрение этой технологии на 3-х скважинах и получить ожидаемую дополнительную добычу 2417,76 т и предполагаемую прибыль 2583,15 тыс.руб. Предполагаемое снижение себестоимости добычи нефти за счет внедрение мероприятия составляет 0,76 рублей за тонну, увеличение

производительности труда на 0,36 т/чел.

Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ5312,С приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ5312,С

Показатели	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Отклонение абсолютное
Объем добычи нефти, тыс.т	1109,15	1111,567	+2,417
Среднесуточный дебит скважины, т/сут	20	26,9	+6,9
Себестоимость 1 т нефти, руб.	910,46	909,7	-0,76
Стоимостная оценка результатов, тыс.руб.	-	4471,45	4471,45
Стоимостная оценка затрат, тыс.руб.	-	1072,56	1072,56
Экономический эффект, тыс.руб	-	3398,89	3398,89
Прирост прибыли остающейся в распоряжении предприятия, тыс.руб.	-	2583,15	2583,15
Производительность труда, т./чел.	389,03	389,39	0,36

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Социальная безопасность - это состояние и характеристика меры достижения оптимального уровня безопасности (в каждый текущий момент и на будущее) функционирования, воспроизводства и развития социальной системы, которое обеспечивается совокупностью, осуществляемых государством и обществом, политических, правовых, экономических, идеологических, организационных и социально-психологических мер, позволяющих сохранять существующие в обществе конституционный строй, социальную стабильность, не допуская их ослабления и тем более подрыва.

Безопасность подразумевает:

- отсутствие опасностей и/или угроз для существования или функционирования социальной системы;
- устойчивость к опасностям с достаточным запасом прочности;
- силу, умение и средства для уклонения, устранения или преодоления опасности.

Социальная безопасность должна быть ориентирована на обеспечение соответствующих целей и направленности развития общества, способов удовлетворения потребностей личности и защиты её интересов на основе принципов гуманизма и гармонии во взаимоотношениях всех элементов социальной структуры, предотвращения деструктивных явлений и процессов.

5.2 Анализ наиболее опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на работника блочной кустовой насосной станции

Занимаясь трудовой деятельностью на БКНС оператор обслуживает технологическое оборудование станции, которое относится к категории

опасных производственных объектов, такое как ЦНС, водораспределительные устройства, установки по сбору и подготовке воды, блок реагентов, аппарат охлаждения маслосистемы и др. Также оператор занимается наблюдением за бесперебойной работой насосов и электродвигателей, следит за тем, чтобы закачка агента в пласт осуществлялась в заданном режиме, следит за вводом реагента в подготавливаемую для закачки воду. В случае возникновения неполадки оператор обязан принять меры по её устранению.

5.3 Разрушение металлических конструкций

В насосном блоке имеются трубопроводы с высоким давлением перекачиваемой жидкости (порядка 10 МПа). При таком давлении возможно разрушение в наиболее уязвимых водопроводящих каналах. Учитывая свойства перекачиваемой жидкости, а именно коррозионная активность и некоторое количество механических примесей, трубы довольно быстро изнашиваются. Поэтому, если не следить за их состоянием и периодически не проводить замену, аварийной ситуации не избежать. Если аварийная ситуация все-таки произошла, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация» можно применить следующие защитные мероприятия:

- аварийное отключение насоса;
 - прокладка трубопровода высокого давления под землей либо с применением защитного ограждения;
- предупреждение коррозии металлов.

5.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Так как насосное оборудование работает от электрического тока, существует вероятность поражения им человека. Проходя через тело

человека, электрический ток воздействует на организм следующим образом:

- биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения;

- электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава;

- термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация», существуют следующие средства защиты от поражения электрическим током:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- знаки безопасности.

5.5 Повышенный уровень шума на рабочем месте

В насосном блоке повышенный уровень шума от вращающихся механизмов насоса, что может привести к временному ухудшению слуха, головной боли а так же нервному расстройству при периодическом воздействии на работника. Шум мешает нормальному отдыху и

восстановлению сил, нарушает сон. Систематическое недосыпание и бессонница ведут к тяжёлым нервным расстройствам. Поэтому защите сна от всякого рода раздражителей должно уделяться большое внимание.

Шум оказывает вредное влияние на зрительный и вестибулярный анализаторы, снижает устойчивость ясного видения и рефлекторной деятельности. Шум способствует увеличению числа всевозможных заболеваний ещё и потому, что он угнетающе действует на психику, способствует значительному расходованию нервной энергии, вызывает душевное недовольство и протест.

Средства защиты от повышенного уровня шума на рабочем месте согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация»:

- звукоизолирующие, звукопоглощающие материалы;
- глушители шума;
- оградители шума;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дистанционного управления.

5.6 Повышенный уровень вибрации

Источником вибрации является насосное оборудование. Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, снижается производительность и качество труда.

Функциональные нарушения: повышение утомляемости, увеличение времени двигательной реакции, увеличение времени зрительной реакции, нарушение вестибулярных реакций и координации движений, развитие нервных заболеваний.

Физиологические нарушения: нарушение функций сердечно-сосудистой системы, нарушение функций опорно-двигательного аппарата,

поражение мышечных тканей и суставов, нарушение функций органов внутренней секреции.

Существуют следующие средства защиты от повышенного уровня вибрации на рабочем месте согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация»:

- оградители вибрации;
- виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дистанционного управления.

5.7 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Отклонение показателей микроклимата на месторождении непосредственно связаны с погодными условиями: температура воздуха, осадки, влажность климата и т.д. микроклимат при добыче нефти на открытом воздухе должно соответствовать нормам приведенным в документе по МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»; МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года».

Средства защиты или спецодежда выбирается исходя из природных или технологических факторов, воздействующих при определенных условиях на человека:

- теплозащитная;
- от повышенных температур;
- от воздействия воды и влаги.

Защита человека от неблагоприятных воздействий микроклимата в производственных помещениях осуществляется средствами коллективной защиты и индивидуальной защиты, а также посредством организационных

мероприятий.

К средствам коллективной защиты относят ГОСТ 12.4.011-75.ССБТ. К классификации относятся устройства: локализации вредных факторов, вентиляции, кондиционирования, отопления, автоматического контроля и сигнализации, дезодорации воздуха.

К средствам индивидуальной защиты относят: специальную одежду, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз, дерматологические защитные средства.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния организма и меньшей скорости охлаждения в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду, в связи с чем оно должно быть соответствующим образом оборудовано.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен "горячим" питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 мин после приема "горячей" пищи (чая и др.).

При отсутствии защиты лица и органов дыхания работы на открытой территории не должны проводиться при сочетаниях температуры воздуха и скорости ветра, представляющих опасность обморожения через 1 мин.

5.8 Методика оценки безопасности рабочего места

Методика, как последовательность действий для определения безопасности рабочего места, включает в себя следующую последовательность шагов:

1. выделение рабочего места в совокупности помещений, открытых площадок или технологического процесса;
2. определение перечня источников опасности;
3. определение действующих значений параметров каждого источника опасности;
4. выбор из справочников допустимых значений параметров источников опасности;
5. по формуле (1) вычисляется безопасность b_i источника опасности.
6. по формуле (2) вычисляется показатель безопасности рабочего места $B_{рм}$.

Каждый источник опасности необходимо рассмотреть по трем параметрам:

- мощность источника опасности q – это количество энергии, которую может выделить источник опасности при воздействии на человека или окружающую среду. Это может быть механическая, электрическая, химическая, радиационная, психологическая и другие виды энергии. Измеряется параметр известными общепринятыми показателями характеризующие соответствующие параметры опасного или вредного фактора;

- приведенное расстояние опасного воздействия r – это расстояние или объем, на которое распространяется воздействие источника опасности или расстояние до источника опасности. Измеряется параметр в единицах измерения длины, площади и объема;

• время опасного воздействия τ – это продолжительность воздействия источника опасности на человека. Измеряется во временных единицах измерения (секунды, минуты, часы).

Источник опасности под номером i будет определяться тройкой $\langle \varphi_i, \rho_i, \tau_i \rangle$. Соответствующие допустимые (нормативные) значения параметров будут определяться тройкой $\langle \varphi_{di}, \rho_{di}, \tau_{di} \rangle$.

Состояние системы «человек-техника-среда» безопасно относительно рассмотренных параметров источников опасности, если выполняется следующее условие:

$$\begin{cases} \varphi_i < \varphi_{di}; \\ \rho_i > \rho_{di}; \\ \tau_i < \tau_{di}. \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \varphi_i - \varphi_{di} > 0; \\ \rho_i - \rho_{di} > 0; \\ \tau_i - \tau_{di} > 0. \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \frac{\varphi_i - \varphi_{di}}{\varphi_{di}} > 0; \\ \frac{\rho_i - \rho_{di}}{\rho_{di}} > 0; \\ \frac{\tau_i - \tau_{di}}{\tau_{di}} > 0. \end{cases}$$

В качестве показателя безопасности i -того источника опасности b_i рекомендуется использовать:

$$b_i = \begin{cases} \frac{1}{3} \left(\frac{\varphi_i - \varphi_{di}}{\varphi_{di}} + \frac{\rho_i - \rho_{di}}{\rho_{di}} + \frac{\tau_i - \tau_{di}}{\tau_{di}} \right) & (\varphi_i < \varphi_{di}) \cap (\rho_i > \rho_{di}) \cap (\tau_i < \tau_{di}); \\ 0 & (\varphi_i \geq \varphi_{di}) \cap (\rho_i > \rho_{di}) \cap (\tau_i < \tau_{di}). \end{cases} \quad (1)$$

Настоящий показатель безопасности определяет либо безопасное состояние, либо состояние опасной ситуации источника опасности.

Если показатель безопасности i -ого источника опасности положителен $b_i > 0$, то признается, что соответствующий источник опасности находится в безопасном состоянии.

Если показатель безопасности i -ого источника опасности равен или меньше нуля $b_i \leq 0$, то предполагается, что соответствующий источник опасности находится в опасном состоянии и может стать причиной заболевания, травмы или гибели человека, что требует применения соответствующих средств защиты.

В качестве показателя безопасности рассматриваемого рабочего места рекомендуется рассматривать:

$$B_{\text{пр}} = \begin{cases} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N b_i, & \forall i = \overline{1, N}; b_i > 0; \\ 0, & \exists i = \overline{1, N}; b_i = 0. \end{cases} \quad (2)$$

Здесь N – число рассматриваемых источников опасных и вредных факторов.

Если $B_{\text{пр}} > 0$, то рассматриваемое рабочее место признается безопасным; если $= 0$, то рассматриваемое рабочее место может стать причиной заболевания, травмы или гибели человека; в случае, если < 0 необходимо разработать средства защиты по обеспечению безопасности рабочего места.

5.9 Оценка безопасности работающего по условиям труда

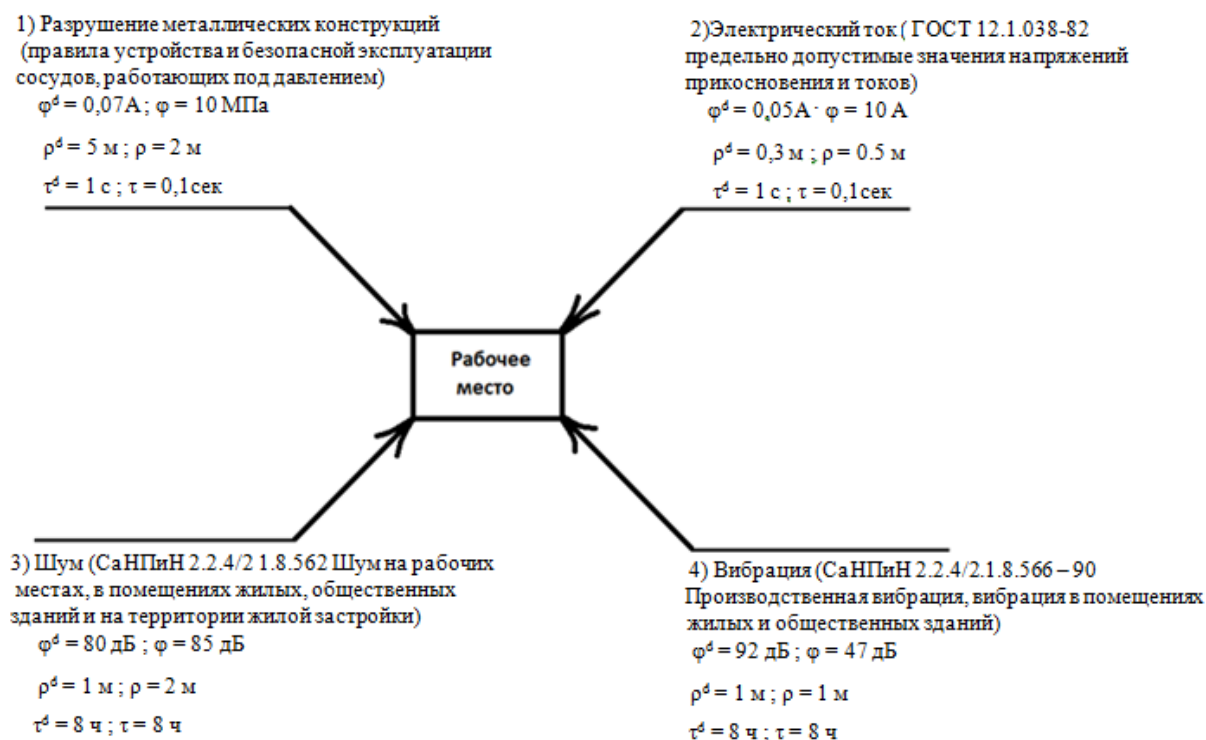


Рисунок 22 - Схема опасных производственных факторов

Разрушение металлических конструкций

$$b_1 = \frac{1}{3} * \left(\frac{0,07-10}{0,07} + \frac{2-5}{2} + \frac{1-0,1}{1} \right) = -47,5,$$

следовательно источник опасен.

Для обеспечения безопасности источника опасности необходима проведение технических освидетельствований: наружный осмотр каждые 2 года ответственным за осуществление производственного контроля, специалист с лицензией Госгортехнадзора России должен проводить наружный осмотр каждые 4 года и гидравлические испытания пробным давлением раз в 8 лет. Помимо осмотра и испытаний необходимо применять меры по защите трубопроводов от коррозии – покраска трубопроводов, добавление ингибиторов коррозии. Также возможно проложить трубопроводы высокого давления под землей или применить защитные ограждения. Данные средства защиты соответствуют ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация».

Электрический ток

$$b_2 = \frac{1}{3} * \left(\frac{0,01-7}{0,01} + \frac{0,4-0,3}{0,3} + \frac{28800-0,1}{28800} \right) = -232,$$

следовательно источник опасен.

Для защиты от данного источника опасности на рабочем месте имеется инструкция по охране труда и инструкция по электробезопасности. Электрооборудование имеет изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и устройства автоматического отключения. Рабочие оснащаются средствами индивидуальной защиты (прорезиненные перчатки, резиновые сапоги, резиновые коврики).

Данные средства защиты соответствуют ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация». Строгое соблюдение инструкции по охране труда и инструкции по электробезопасности, исправное состояние вышеперечисленных средств защиты, своевременный контроль их параметров позволяет обеспечить безопасность при

эксплуатации оборудования.

Повышенный уровень шума

$$b_3 = \frac{1}{3} * \left(\frac{80 - 85}{80} + \frac{1,5 - 1}{1} + \frac{28800 - 25200}{28800} \right) = 0,69$$

следовательно источник безопасен.

Безопасность источника опасности обеспечена конструктивно предусмотренными звукоизолирующими и звукопоглощающими кожухами, глушителями шума, а также средствами индивидуальной защиты (наушники, беруши).

При исправном состоянии, контроле вышеперечисленных средств защиты, соблюдении инструкции по охране труда и своевременном проведении технического обслуживания показатель безопасности источника опасности будет больше 0 ($b > 0$).

Повышенный уровень вибрации

$$b_4 = \frac{1}{3} * \left(\frac{92 - 53}{92} + \frac{1 - 1}{1} + \frac{28800 - 25200}{28800} \right) = 0,18$$

следовательно источник безопасен.

Безопасность источника опасности обеспечена конструктивно предусмотренными средствами защиты такими как: виброизоляция (кожухи), виброгасящие и вибропоглощающие опоры. Для увеличения безопасности источника опасности на рабочем месте разработана инструкция по охране труда.

Для поддержания безопасности источника опасности необходимо своевременно проводить технические осмотры, регламентное обслуживание и ремонт конструктивно предусмотренных средств защиты.

Теперь, когда каждый источник опасности рассмотрен в отдельности, можно оценить безопасность рабочего места в целом:

$$B_{\text{рм}} = \frac{1}{4} (b_1 + b_2 + b_3 + b_4) = -278 < 0$$

следовательно рабочее место оператора БКНС опасно и может стать

причиной заболевания, травмы или гибели человека. Поэтому необходимо должное внимание уделять вышеперечисленным мерам снижения и предотвращения опасного влияния рассмотренных факторов на работника.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу эффективности поддержания пластового давления на Ш..... нефтяном месторождении.

В технической части рассматривается строение и назначение основных объектов системы ППД,

На основе проведенного анализа сделаны предложения по повышению эффективности работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Регулирование технологического процесса при помощи частотного регулирования позволяет поддерживать технологические параметры на заданном уровне, изменять производительность насосного оборудования для подбора необходимого режима работы, что исключает замену самого оборудования с целью подбора производительности.

Общая экономия электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода по БКНС Ш..... месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом может достигать 1798759 кВт*ч/сут в год, процент чего составляет 14% от действующего режима работы оборудования.

Поддержание заданного технологического параметра на необходимом уровне гарантирует снижение эксплуатационных расходов, связанных с неравномерным режимом работы, автоматическое сглаживание колебаний параметров дает возможность гибкого регулирования технологического процесса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. <http://www.dissercat.com/content/issledovanie-i-razrabotka-metodov-povysheniya-effektivnosti-sistemy-podderzhaniya-plastovogo;>
2. [http://refy.ru/77/278743-2-podderzhanie-plastovogo-davleniya-na-primere-zapadno-leninogorskoy-ploschadi-romashkinskogo-mestorozhdeniya.html;](http://refy.ru/77/278743-2-podderzhanie-plastovogo-davleniya-na-primere-zapadno-leninogorskoy-ploschadi-romashkinskogo-mestorozhdeniya.html)
3. <http://www.dissercat.com/content/tekhnologiya-diskretnykh-zakachek-v-sistemakh-podderzhaniya-plastovogo-davleniya-pri-razrabo#ixzz47r6cglxw>
4. «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений»
5. ГОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом»