



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 21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РАСТВОРНО-СОЛЕВОГО УЗЛА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.276.72.05(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РАСТВОРНО-СОЛЕВОГО УЗЛА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№39-65/с, 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Характеристика технологической системы, описание технологического процесса приготовления солевых растворов, показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования, технологические параметры работы оборудования растворно-солевого узла, технологические параметры работы оборудования растворно-солевого узла, измерение давления, измерение расхода, измерение температуры, измерение уровня, содержание газовых примесей в воздухе, плотность, узел коммерческого учета

	энергоносителей в тепловом пункте, передача информации, перечень сигнализаций и блокировок, перечень контролируемых параметров, пуск и остановка оборудования РСУ в зимнее время , порядок остановки оборудования РСУ при нормальных условиях, порядок краткосрочного вывода из эксплуатации технических устройств.	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
--	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич		09.02.2023

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РАСТВОРНО-СОЛЕВОГО УЗЛА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта	30
27.03.2023	Нормы технологического режима	30
17.04.2023	Основные положения пуска и остановки производственного объекта	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
09.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич		09.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницы, 5 рисунков, 20 таблиц, 3 технологических схемы. Список использованных источников содержит 34 источника.

Ключевые слова: растворо-солевой узел, нефтяное месторождение, нефтегазоносные скважины, солевые растворы, жидкости глушения.

Объектом исследования является растворо-солевого узла на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предметом исследования выбран растворо-солевой узел, так как производимые в ходе его работы жидкости глушения являются широко применимым и востребованным продуктом.

В данной работе рассмотрены характеристики технологического процесса и технологической схемы производственного объекта растворо-солевого узла. В работе рассмотрены показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования, а также нормы технологического режима растворо-солевого узла на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

Практическая значимость. В ходе проведения анализа технологических параметров работы, было доказано что растворо-солевой узел является рациональным и рентабельным решением, так как производимые в ходе его работы жидкости глушения являются широко применимым и востребованным продуктом.

Область применения: Растворо-солевой узел на Юрубчено-Тохомское нефтегазовом месторождение.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	12
1. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	13
1.1 Характеристика технологической системы	13
1.2 Описание технологического процесса	15
1.3 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования	26
2. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА	33
2.1 Технологические режимы работы оборудования растворо-солевого узла	33
2.2 Измерение температуры	40
2.3 Измерение давления	40
2.4 Измерение расхода	41
2.5 Измерение уровня	42
2.6 Содержание газовых примесей в воздухе	43
2.7 Плотность	44
2.8 Узел коммерческого учета энергоносителей в тепловом пункте	44
2.9 Передача информации	44
2.10 Перечень сигнализаций и блокировок	45
2.11 Перечень контролируемых параметров	46
3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	51
3.1 Пуск и остановка оборудования РСУ в зимнее время	52
3.2 Порядок остановки оборудования РСУ при нормальных условиях	54
3.3 Порядок краткосрочного вывода из эксплуатации технических устройств	57
3.4 Аварийное отключение электроэнергии	58
ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ	60

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ и РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».....	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ и РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1 SWOT-АНАЛИЗ.....	68
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА.....	69
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ».....	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1 Вредные и опасные производственные факторы, возникающие на объекте	72
5.2 Взрывопожароопасные и токсические свойства используемых и получаемых веществ.....	76
5.3 Классификация технологических блоков по взрывоопасности	78
5.4 Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения.....	79
5.5 Определение границ ответственности при одновременном проведении работ на опасном производственном объекте.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	87
ПРИЛОЖЕНИЯ	

ВВЕДЕНИЕ

Согласно заданию на выпускную квалификационную работу проведен анализ на тему «Технологические параметры раствороно-солевого узла Юрубчено-Тохомского нефтяного месторождения».

За последние 15 лет доля нефтяных месторождений со степенью выработанности более 50 % возросла в 1,9 раз, а более 80 % – в 4 раза. Доля добычи с объектов, выработанных более 80 % , возросла с 4,6 до 17. Это всё в условиях постоянно растущей потребности в топливе. В связи с этим идёт поиск и разработка новых месторождений, что является одной из приоритетных задач.

Юрубчено-Тохомское нефтяное месторождение является одним из недавно разведанных месторождений, освоение которого началось в 2014 году. Необходимость постройки раствороно-солевого узла, обусловлена тем, что нефтегазоносные скважины подготавливаются на будущее, а для их консервации необходима подготовка большого количества солевых растворов.

Раствороно-солевой узел выбран в качестве объекта исследования, так как производимые в ходе его работы жидкости глушения являются широко применимым и востребованным продуктом.

Целью работы является повышение эффективности работы раствороно-солевого узла на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Описать технологический процесс и технологическую схему производственного объекта (раствороно-солевого узла) на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении;
2. Проанализировать нормы технологического режима работы раствороно-солевого узла;

3. Обосновать пуск и остановку производственного объекта (растворно-солевого узла) в технологический процесс на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АРМ – автоматизированное рабочее место.

АЦ – автоцистерна.

БСГ – блокирующий состав глушения.

ЕП – емкость подземная.

ЖГ – жидкость глушения.

ИЛ – испытательная лаборатория АО «Востсибнефтегаз».

ИНЭР – эмульсионная (вода-нефть) блокирующая жидкость глушения без твердой фазы.

ИТР – инженерно-технический работник.

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика.

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость.

МКР – мягкий контейнер разовый.

НД – насос дозировочный.

НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени.

НМШ – насос масляный шестеренчатый.

ПДВ – предельно допустимый выброс.

ПДС – производственно-диспетчерская служба укрупненного нефтепромысла АО «Востсибнефтегаз».

ППР – планово-предупредительные работы.

ППУ – паровая передвижная установка.

РД – руководящий документ.

ТО – техническое обслуживание.

УДНГ – управление добычи нефти и газа АО «Востсибнефтегаз».

УДХ – установка дозирования химреагентов.

ХОС – хлороорганические соединения.

ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа укрупненного нефтепромысла АО «Востсибнефтегаз».

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение.

1. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

1.1 Характеристика технологической системы

Растворно-солевой узел (далее РСУ) предназначен для приготовления жидкостей глушения скважин определенной плотности на основе пресной воды с добавлением солей натрия, калия или кальция, а также подтоварной воды, получаемой при подготовке нефти. Для сохранения геологических свойств продуктивных горизонтов РСУ обеспечивает обработку солевых растворов химическими реагентами в виде дезэмульгаторов, ингибиторов солеотложения, стабилизаторов глин и очистку растворов от взвешенных частиц до требуемых стандартов.

РСУ обеспечивает приготовление инвертно-эмульсионных растворов (далее ИЭР) на основе углеводородной жидкости (нефть, нефтепродукты и т.п.) и солевого раствора с заданной минерализацией, стабилизирующихся эмульгаторами и гидрофобизаторами. Растворы ИЭР обеспечивают создание непроницаемого экрана, предотвращающего попадание в пласт солевого раствора при глушении нефтяных и газовых скважин.

Также на РСУ предусматривается возможность приготовления вязкоупругих составов (далее ВУС) сходного назначения с ИЭР. ВУС получают на основе готового солевого раствора с добавлением полисахаридов (крахмал).

Основное назначение приготовленных на растворно-солевом узле технологических жидкостей: глушение, промывка, опрессовка скважин, вынос кислоты на поверхность после химической обработки скважин при проведении подземных и капитальных ремонтов. Также возможно использование приготовленного раствора при проведении регламентных работ на промысловых трубопроводах для прокачки.

Согласно техническому заданию на выполнение проекта производственная мощность растворно-солевого узла составляет 100 м³/сут.

Режим работы растворно-солевого узла принят периодический.

В состав растворно-солевого узла входят:

- кран-балка грузоподъемностью 3,2 т;
- двухступенчатая установка очистки солевых растворов;
- блок водяных фильтров;
- манифольды, трубопроводная арматура и перекачивающие насосы;

- емкость приготовления солевого раствора;
- блок дозирования и перекачивания химреагентов;
- узел приготовления эмульсий;
- емкость хранения химреагентов;
- емкость дренажная реагентного хозяйства;
- емкость для нефти (2 шт.);
- емкость хранения солевого раствора (2 шт.);
- емкость сбора промстоков;
- бытовой блок;
- блок мастера и лаборанта;
- насосная станция перекачки хозбытовых стоков;
- насосная станция перекачки производственно дождевых вод;
- склад-навес для химреагентов в таре;
- БМ 2КТП6/0,4кВ;
- прожекторные мачты (3 шт.);
- площадка с контейнерами для мусора;
- стоянка для автомобилей;
- блок пожарных гидрантов;
- наливная эстакада отгрузки солевых растворов и эмульсий на 2 линии;
- блок управления и щитовой;
- аншлаг;

Технологическая схема раствороно-солевого узла представлена в Приложении 1.

Проектом предусматриваются две автономные технологические системы, имеющие различное целевое назначение:

- система приготовления и выдачи солевых растворов, в которую входят: технологическое помещение со складом соли; наливная эстакада отгрузки солевых растворов, емкость сбора промстоков, две емкости хранения готовых растворов;
- система приготовления и выдачи инвертно-эмульсионных растворов и вязкоупругих составов, в которую входят: блок дозирования и перекачивания химреагентов, узел приготовления эмульсий, емкость хранения химреагентов, две емкости для нефти, дренажная емкость реагентного хозяйства.

Расчетный материальный баланс солевых растворов приводится в таблице 1.

Таблица 1 - Расчетный материальный баланс солевых растворов

Соль для приготовления раствора	NaCl	CaCl ₂	KCl
Плотность раствора	1180 кг/м ³	1350 кг/м ³	1150 кг/м ³
Суточный расход раствора, м ³	100,0	100,0	100,0
Количество соли, т/сут	29,0	51,7	25,9
Количество воды, м ³ /сут	87,5	83,2	87,3
Одна порция раствора, м ³	30,0	30,0	30,0
Количество соли, т	8,7	15,51	7,77
Количество воды, м ³	26,25	24,96	26,19

1.2 Описание технологического процесса

Разгрузка соли из автотранспорта.

Разгрузка соли, привезенной автотранспортом, производится кран-балкой грузоподъемностью 3,2 тонны. Мешки с солью складываются по периметру помещения, не загромождая проходы и проезд. Максимальное число укладки рядов по высоте не более трех. Запрещается одновременная выгрузка нескольких мешков соли, превышающая грузоподъемность кран-балки. Для разгрузки рекомендуется использовать ленточные текстильные стропы грузоподъемностью не менее 3,2 тонны. К управлению кран-балкой

допускаются лица, прошедшие обучение на право выполнения погрузочно-разгрузочных работ и имеющие вторую группу допуска по электробезопасности.

Загрузка соли в шнековый транспортер.

Загрузка соли в шнековый транспортер производится кран-балкой. Для этого необходимо ленточным текстильным стропом зацепить мешок соли, кран-балкой подвести к приемному бункеру и опустить мешок на разделочные ножи. Ножами вспарывается мешок и соль высыпается в бункер. Комки соли, слежавшиеся, в мешках размалываются в бункере вибродробилкой и подаются на транспортер. Пустые мешки складываются на складе соли и утилизируются по мере накопления. В случае выхода из строя шнекового транспортера загрузка соли производится ковшовым погрузчиком. Соль предварительно засыпается в ковш погрузчика, и засыпается непосредственно в емкость приготовления через верхний люк.

Водоснабжение РСУ.

Для приготовления солевых растворов используется подтоварная вода подземного технического водозабора, поступающая на растворный узел по водопроводу. Вода может подаваться непосредственно с водовода на емкость приготовления ЕТ 50Н-01, предварительно пройдя очистку механическими фильтрами тонкой очистки картриджного типа Ф 4/1,2, а так же с емкости хранения технической воды ЕТ 50В-01.



Рисунок 1 – Фильтр высокой производительности для очистки технологической воды от механических примесей

Для наполнения емкости хранения технической воды необходимо открыть электроприводные затворы ВЗ-001 расположенный на водоводе с пульта оператора, ВЗ-014 расположенный на стояке налива емкости хранения, ручные поворотные затворы ВЗ-003, ВЗ-004 или ВЗ-005, ВЗ-006 на теплообменном пункте (теплообменники Т1, Т2), ВЗ-011, ВЗ-013 или ВЗ-010, ВЗ-012 на фильтровальной установке. Электроприводной регулирующий затвор ВЗ-008 регулирует температуру подаваемой технологической воды. В случае переполнения емкости ЕТ 50В-01, электроприводной затвор водовода ВЗ-014, автоматически будет закрыт от подающего сигнала рефлексора-радарного
уровнемера.



Рисунок 2 - Рефлексора-радарный уровнемер предназначен для автоматического отключения насосов и перекрытия электроприводных задвижек

Техническая вода с емкости хранения используется как для приготовления растворов, так и для смешивания с готовым раствором при

отгрузке потребителю. Подача воды с емкости производится центробежными насосами Н-2/1, Н-2/2. Управление пуском и остановкой насосов расположено в операторной и непосредственно на блоке управления насосов. Для включения насосной станции в рабочий режим, необходимо открыть электроприводной затвор ВЗ-016, открыть ручные затворы ВЗ-020, ВЗ-021 или ВЗ-018, ВЗ-019. А также дополнительно, при подачи технической воды на емкость приготовления солевых растворов ЕТ 50Н-01, закрыть электроприводный затвор ВЗ-017, открыть ручной затвор ВЗ-025 и электроприводный затвор ВЗ-028 или ВЗ-029.

Приготовление солевого раствора.

Для приготовления солевого раствора любой из модулей емкости ЕТ 50Н-01 наполняется технической водой непосредственно с входного водовода или с емкости хранения технической воды. Уровень наполнения емкости контролируется рефлекс-радарным уровнемером.

Для наполнения емкости с входного водовода необходимо открыть электроприводной затвор ВЗ-017 и электроприводные затворы подачи технической воды, на емкость ЕТ 50Н-01, ВЗ-028 и ВЗ-029. В случае переполнения емкости ультразвуковой датчик подает сигнал и затворы ВЗ-028, ВЗ-029 автоматически перекрывают подачу воды.

Для наполнения емкости ЕТ 50Н-01 с емкости хранения технической воды ЕТ 50В-01 необходимо включить насосную станцию в рабочий режим, открыть электроприводной затвор ВЗ-016, запустить центробежный насос Н-2/1 либо Н-2/2 и перекрыть подачу технической воды электроприводным затвором ВЗ-001 входного водовода.

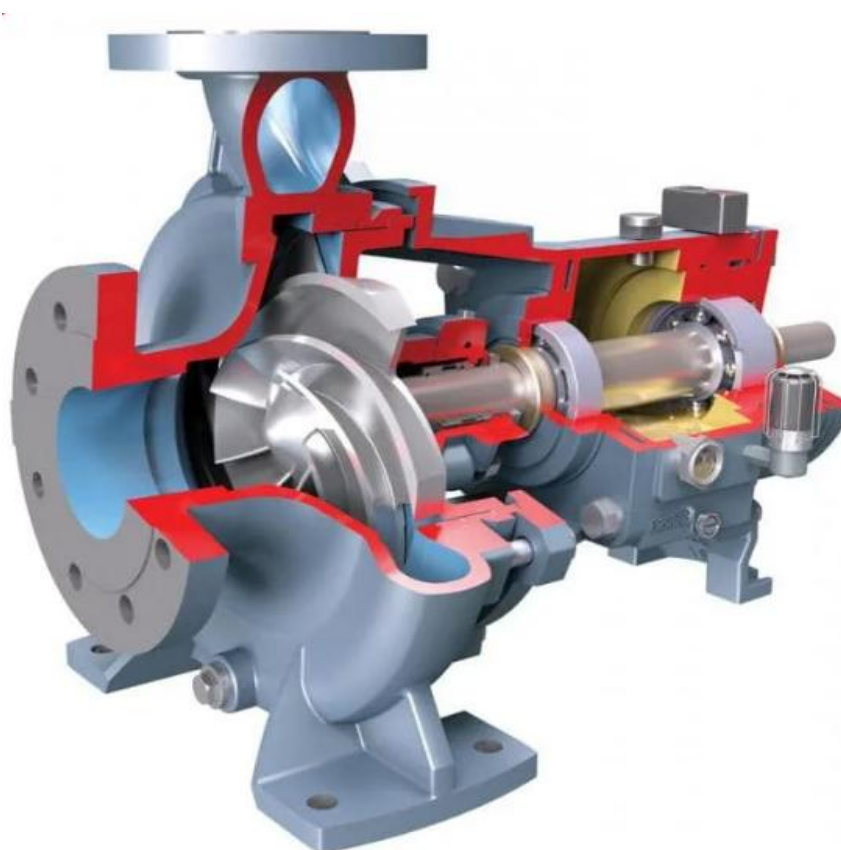


Рисунок 3 – Центробежный электроприводный насос

После наполнения емкости приготовления закрыть электроприводные затворы ВЗ-028 и ВЗ-029 налива технической водой емкости ЕТ 50Н-01, открыть ручные затворы Р1-005, Р1-006, Р1-009, Р1-008, открыть электроприводные затворы Р1-001, Р1-002, Р1-004, Р1-012, Р1-010, Р1-011, запустить перемешивающие насосы Н-1/2 или Н-1/1, соответствующие модулям приготовления.

При использовании модуля №1 необходимо открыть затворы Р1-001, Р1-002, Р1-005, Р1-006, Р1-004, затворы Р1-007, Р1-007, Р1-003 должны быть закрытыми, запустить насос Н-1/2. Убедиться в наличие циркуляции жидкости в емкости. Включить шнековый транспортер и произвести загрузку требуемого количества соли. Контроль плотности приготовления контролируется портативным плотномером.



Рисунок 4 – Плотномер «ПЛОТ- 3Б-1П».

При достижении требуемой плотности раствора остановить насос, закрыть затворы P1-004 и P1-001. Произвести перекачку раствора в емкость хранения, соответствующей типу приготовленного раствора.

При использовании модуля №2 необходимо открыть затворы P1-008, P1-009, P1-010, P1-011, P1-012, затворы P1-003, P1-007, P1-013 должны быть закрытыми, запустить насос Н-1/1. Убедиться в наличие циркуляции жидкости в емкости. Включить шнековый транспортер и произвести загрузку требуемого количества соли.

Контроль плотности приготовления контролируется портативным плотномером. При достижении требуемой плотности раствора остановить насос, закрыть затворы P1-011 и P1-012. Произвести перекачку раствора в емкость хранения соответствующей типу приготовленного раствора.

При использовании (приготовлении раствора) сразу двух модулей, электроприводные затворы P1-003 и P1-007 должны быть открыты. Тем самым происходит синхронизация работы перемешивающих насосов Н1/1 и Н1/2.

После того как, раствор готов, его необходимо перекачать в емкости хранения ЕТ 50КУ-01 (в зависимости от состава раствора – CaCl_2 , NaCl ,

KCl). Для этого необходимо открыть ручные затворы P1-005, P1-009, P1-013, P1-014, P2-001 и электроприводные затворы P1-001, P1-012, P1-002, P1-010, P1-007, P2-002, или P2-003, (в зависимости от состава раствора), электроприводные затворы P1-004, P1-011 и ручные P1-006, P1-008 должны быть закрыты. Запустить насосы Н-1/1, Н-1/2. Контроль наполнения емкости контролируется рефлекс-радарными уровнемерами, расположенными на емкости. В случае переполнения емкости перекачивающие насосы автоматически будут отключены, а ручные затворы P1-013, P1-014 должны быть закрыты, электроприводные затворы P2-002, P2-003 автоматически перекрыты. В случае переполнения емкости отстаивания готового раствора, рефлекс-радарный уровнемер подает сигнал и насосы Н-1/1 и Н-1/2 автоматически отключаются, а электроприводные затворы P1-001, P1-012 автоматически закрываются. Ручные затворы P1-013, P1-014 необходимо закрыть оператору. После того, как раствор достигнет минимального уровня в емкости отстаивания, рефлекс-радарный уровнемер даст сигнал и электроприводные затворы P1-001, P1-012 автоматически откроются, а насосы Н-1/1 и Н-1/2 автоматически запустятся. Ручные затворы P1-013, P1-014 необходимо будет открыть. Насосы Н-1/1, Н-1/2 имеют защиту от «сухого хода» и в случае отсутствия раствора в емкости отстаивания – автоматически отключаются.

Отгрузка солевого раствора потребителю

Отгрузка солевого раствора производится по заявочным талонам, где указывается вид раствора, количество и его плотность.

Для отгрузки раствора из емкостей хранения, необходимо открыть ручные затворы P3-001 или P3-003 (в зависимости от состава раствора), и электроприводные P3-002 или P3-004 (в зависимости от состава раствора). Открываются ручные затворы P3-005, P3-008 или P3-009 (насос Н-2/4 является дублирующим), P3-010, P4-003, P4-005, электроприводные поворотные затворы P3-002 или P3-004 (в зависимости от состава раствора), ручные P3-006 или P3-007 (насос Н-2/4 является дублирующим), P3-012.

Автоматически открываются электроприводные затворы Р4-001, Р4-002, Р4-008, Р5-001. Регулировку подачи готового раствора и смешивание воды с раствором регулируют регулируемыми электроприводными затворами Р4-001, Р4-002. Подачу воды в насыпные фильтры регулируют открытием электроприводного затвора В3-034. После включения системы автоматики открывается электроприводной затвор Р5-001, центробежные насосы Н-2/3 (Н-2/4) начнут подавать солевой раствор из емкости хранения ЕТ 50КУ-01 через песчаный фильтр, плотномер и расходомер на манифольд эстакады. Для регулирования плотности включится центробежный насос Н-2/1 или Н-2/2 и начнет подавать техническую воду из емкости ЕТ 50В-01 через песчаный фильтр, плотномер и расходомер в тот же манифольд эстакады. Регулирование плотности будет производиться автоматически электроприводными затворами Р4-001, Р4-002. После прокачки заданного объема насосы отключатся, электроприводные затворы Р3-002, Р3-004, Р4-001, Р4-002, Р4-008 перекроют трубопроводы.

Отгрузка может производиться без применения автоматического режима. Для этого оператору необходимо самостоятельно открыть все необходимые затворы, запустить насосы перекачки, регулировать плотность раствора затворами Р4-001 и Р4-002 и контролировать объем закачки по показаниям монитора. В случае переполнения автоцистерны отключить насосы можно непосредственно с наливной эстакады.

Регулировка плотности солевого раствора в емкостях хранения ЕТ 50КУ-01 производится подачей технической воды из емкости ЕТ 50В-01. Для этого открываются ручные поворотные затворы В3-024, В3-019 или В3-021, В3-018 или В3-020 (насос Н-2/2 является дублирующим) и электроприводные затворы В3-032, В3-033, электроприводной затвор В3-017 должен быть закрыт. Запустить центробежный насос Н-2/1 или Н-2/2, вода начнет поступать в емкости хранения готового раствора через перфорированную трубу внизу емкости, тем самым равномерно распределяясь по емкости.

Обработка солевых растворов химреагентами.

Отгружаемые потребителю солевые растворы обрабатываются химреагентами (стабилизаторы глин, ингибиторами солеотложения, биоцидами). Процесс обработки раствора производится в автоматическом режиме. Оператор при задании программы отгрузки включает компоненты химреагентов указанных в талоне на отгрузку. Дозировочные насосы подачи реагентов включатся автоматически при загрузке автоцистерны и подают химреагенты необходимого количества на наливную эстакаду, где и произойдет смешивание раствора с химреагентами. Уровень химреагентов в емкостях хранения ЕТ 15У-02 контролируется рефлексорададными уровнемерами и показания выведены на пульт оператора. Каждая из емкостей имеет объем 5 м³. Для пополнения емкостей хранения предусмотрены шестеренчатые насосы для каждого вида химреагента. Процесс наполнения емкостей не автоматизирован и производится через блок химизации, посредством подключения емкостей с реагентами к быстроразъемному соединению.

Для наполнения емкостей хранения ЕТ 15У-02 необходимо включить шестеренчатые насосы на подачу раствора и открыть шаровые краны Х1-004, Х1-005, Х1-006. Шаровые краны Х1-001, Х1-002, Х1-003 – должны быть закрыты.

Для откачивания химического раствора из емкости ЕТ 15У-02, шестеренчатые насосы необходимо переключить на режим всасывания и открыть электроприводные шаровые краны Х1-001, Х1-002, Х1-003. Электроприводные шаровые краны Х1-004, Х1-005, Х1-006 – должны быть закрыты.

Приготовление и отгрузка эмульсионного раствора потребителю.

Процесс приготовления эмульсии заключается в следующем: солевой раствор и нефть смешиваются в определенных пропорциях в емкости. Дойдя до определенной концентрации, эмульсия поступает на наливную эстакаду и закачивается в автоцистерну.

Наполнение емкости приготовления эмульсии готовым солевым раствором происходит следующим образом: поворотные электроприводные затворы Р4-007, Р4-009 и ручные затворы Э1-005 и Э1-006 необходимо открыть.

При наполнении емкости нефтью электроприводный затвор Э1-003 и ручные затворы Э1-005, Э1-006, Э1-007, Э1-011 или Э1-012 (в зависимости от емкости хранения нефти), необходимо открыть. Электроприводные затворы Р4-009, Э1-002, Э1-008 должны быть закрыты. Включить оседагональный насос Н-4/1. После наполнения емкости, необходимо включить ротационные мешалки и тщательно перемешать раствор и нефть между собой.

Для наполнения емкостей хранения нефти, необходимо открыть затворы Э1-013 или Э1-014 (в зависимости от емкости хранения нефти).

При отгрузке эмульсии необходимо закрыть электроприводные затворы Э1-003, Р4-009, закрыть ручные затворы Э1-004, Э1-005, Э1-006. Открыть электроприводные затворы Э1-001, Э1-002 и ручной затвор Э1-008. Включить оседагональный насос Н-4/1. Эмульсия начнет поступать на наливную эстакаду, а с нее в автоцистерну. При наполнении автоцистерны – выключить насос и закрыть электроприводные затворы Э1-001, Э1-002 и ручной затвор Э1-008.

Безаварийная остановка технологического процесса

Проектом предусмотрен комплекс мероприятий, обеспечивающий безаварийную остановку технологического процесса.

Работа объекта проектирования обеспечивается автоматизированной системой управления технологическим процессом АСУ ТП-PCY на базе программно-технического комплекса ПТК.

Система автоматизированного управления растворо-солевого узла построена по двухуровневому принципу и состоит из следующих основных частей:

- датчики технологического процесса (полевой уровень);

- шкаф ШУК с установленным в нем программируемым контроллером ПЛК типа Micro-Logik фирмы Allen Bradley с модулями ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов;

- шкафы ШУН1 и ШУН2 управления насосами;
- шкафы ШУЗ управления задвижками;
- шкаф ШС управления различными вспомогательными приводами;

- пульты ПМУ местного управления насосами;
- компьютер ПК (АРМ оператора).

Запроектированное оборудование КИПиА обеспечивает:

- возможность технически безопасного и беспрепятственного пуска объекта, непрерывный технологический процесс и управляемый останов;

- предоставление информации и управление установками и энергосредствами согласно требованиям безопасности;

- автоматическую защиту на случай, когда отклонения от заданных рабочих параметров могут вызвать опасную ситуацию.

В соответствии с техническим заданием предусмотрены следующие виды управления:

- местное от пультов местного управления ПМУ;
- дистанционное от шкафов управления приводами;
- дистанционное от компьютера;
- автоматическое.

Для управления технологическим оборудованием в помещении блока управления и щитовой установлен распределительный щит ЩСУ-0,4 кВ, который является щитом ввода, и от которого запитаны все потребители. От ЩСУ подается питание на щиты управления приводами и другими нагрузками, а также на шкаф управления контроллерный ШУК. Все щиты,

кроме ШУК, установлены в помещении блока щитовой. Шкаф ШУК установлен в помещении блока управления.

По сигналу оповещения «Воздушная тревога» предусматривается отключение потребителей от источников энергии или поступления технологического сырья с помощью АСУ. Для этих целей в каждой смене промышленных объектов выделяют людей, которые должны отключать источники снабжения и технологические установки по сигналу оповещения «ВТ». Для наблюдения за работой этих элементов объекта, назначаются ответственные, которые по сигналу оповещения «ВТ» укрываются в подготовленных для них индивидуальных укрытиях в непосредственной близости от рабочего места.

1.3 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования

Технологические решения проекта относительно построения процессов приготовления рабочих растворов, назначение, состав сооружений и возможные режимы работы определены на основании технического задания на проектирование с учетом требований действующих нормативных документов. Решения разработаны с учетом особенностей функционирования аналогичных растворо-солевых узлов в соответствии с установленными расходными показателями жидкостей и с учетом физико-химических свойств, применяемых веществ: плотности, вязкости, удельного веса, коррозионной активности, токсичности.

В процессе подбора оборудования учитывался типаж существующего оборудования, применяемого на других подобных объектах ОАО «Востсибнефтегаз», в целях его унификации, простоты обвязки и удобства обслуживания.

Данным проектом растворо-солевого узла не вносятся изменения в следующие принципиальные положения работы существующих растворо-солевых узлов:

- назначение раствороно-солевого узла;
- наименования, источники основных и вспомогательных материалов (технической воды, солей, химреагентов, нефтепродуктов);
- способы утилизации отходов производства.

В то же время, при проектировании нового РСУ принят ряд технологических, технических, архитектурно-строительных решений, направленных на улучшение организации производства, промышленной безопасности, обеспечения требований по охране труда и т.д.

Технологические трубопроводы выполнены из металлополимерной трубы «Nanoplast» ТУ 2248-001-62555961-2009.

В таблице 2 представлены физические характеристики трубы NANOPLAST.

Таблица 2 - Физические характеристики технологических трубопроводов

ГОСТ или ТУ	Описание/параметры
Конструкция трубы, технология изготовления ТУ 2248-001-62555961-2009	Металлополимерные, армированные листовой сталью трубы "NANOPLAST Professional"
Марка полиэтилена, марка стали.	РЕ 100, Ст08кп/пс, 08 пс-6
Временное сопротивление разрыву, $\sigma_{Вр\text{ем}}$, МПа, не менее	25
Предел текучести $\sigma_{Тек}$, МПа, не менее	18,2
Коэффициент линейного расширения, мм/мхК	0,012
Ударная вязкостью КСУ, Дж/см ² , не менее:	50
Твердость, HRB, не менее	48

В таблице 3 установлены следующие категории технологических трубопроводов.

Таблица 3 - категории технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	МПа	Категория и группа трубопровода	Условия работы (режим, среда)
---------------------------	-----	---------------------------------	-------------------------------

Техническая вода, солевые растворы	до 0,6 (0,8)	V, В	- режим работы - периодический, - средне агрессивная среда со скоростью коррозии до 0,5 мм/год.
Химреагенты - 0,8	до 0,8	II, АБ	- режим работы - периодический,
Инвертно-эмульсионный раствор	до 0,6 (0,8)	III, ББ	- режим работы - периодический, - средне агрессивная среда со скоростью коррозии до 0,5 мм/год.

Расчетная температура эксплуатации трубопроводов находится в интервале – 70 до +90 градусов С.

При выборе труб и арматуры учитывались климатические характеристики района строительства, принятые согласно материалам инженерных изысканий: минимальная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченности 0,92 — минус 55 °С. Трубы должны отвечать таким основным требованиям:

- 100%-е заводское гидравлическое испытание давлением, вызывающим напряжения не менее 0,8 от нормированного предела текучести стали;
- ударная вязкость: при толщине стенки до 10 мм - не менее 294 кДж/м" (3,0 кгС-м/см) с заводским контролем при температуре минус 50°С.

Учитывая режим работы и предусмотренные мероприятия, повышающие сроки службы трубопроводов, установленный срок службы арматуры и трубопроводов, составляет не менее 25 лет.

В зоне технологической прокладки трубопровода не предусмотрено что будет использоваться, какой либо ГПМ.

Труба сделана из полиэтилена, и она не предусматривает в своей конструкции, какие-либо технологические швы, кроме армирующего слоя,

сваренного в «стык» в аргоновой среде неплавящимся электродом, с последующим контролем шва автоматическим устройством ФУКО с шагом проверки 0.1 мм что обеспечивает 100% контроль качества сварки.

Труба, заложенная в проекте выполнена из материала РЕ-100, что обеспечивает 100% защиту от коррозии армирующего слоя, 100 % кислорода непроницаемость.

Прокладка трубопроводов должна обеспечивать:

- разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность само компенсации температурных деформаций трубопроводов;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

При выборе трассы трубопровода необходимо предусматривать возможность само компенсации температурных деформаций за счет поворотов трасс.

Трасса трубопроводов должна располагаться, как правило, со стороны, противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек.

Трубопроводы запроектированы с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов следует принимать не менее:

- для легкоподвижных жидких веществ – 0,002;
- для кислот и щелочей – 0,005.

Для трубопроводов с высоковязкими и застывающими веществами величины уклонов принимаются исходя из конкретных свойств и особенностей веществ, протяженности трубопроводов и условий их прокладки (в пределах до 0,02).

В обоснованных случаях допускается прокладка трубопроводов с меньшим уклоном или без уклона, но при этом должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

Для трубопроводов групп А, Б прокладка должна быть надземной на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах.

Все трубопроводы, после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

Толщина стенки труб и деталей трубопроводов должна определяться расчетом на прочность в зависимости от расчетных параметров, коррозионных и эрозионных свойств среды по нормативно-техническим документам применительно к действующему сортаменту труб. При выборе толщины стенки труб и деталей трубопроводов должны учитываться особенности технологии их изготовления (гибка, сборка, сварка).

За расчетное давление в трубопроводе принимается:

- расчетное давление для аппарата, с которым соединен трубопровод;

- для напорных трубопроводов (после насосов, компрессоров, газодувок) – максимальное давление, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания; а для поршневых машин – давление срабатывания предохранительного клапана, установленного на источнике давления;
- для трубопроводов с установленными на них предохранительными клапанами – давление настройки предохранительного клапана.

Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с аппаратом, должны быть рассчитаны на прочность с учетом давления испытания аппарата.

Рабочие условия для технологических трубопроводов приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Технологические трубопроводы

Внешний диаметр, мм	Расчетное давление, МПа	Материал труб	Временное сопротивление разрыва, МПа	Предел текучести, МПа	Коэффициент надежности	Расчетная толщина стенки, мм	Запас на солевую коррозию, мм	Характеристика принятых труб (диаметр) Д, мм
1. Расчет по РТМ 38.001 - 94								
Отношение предела текучести к сопротивлению разрыву для композитного металлополимерного вещества - не более 0,77								
50	2,0	Полимер-Сталь-Полимер (PE-St-PE)	25,0	18,2	-	2,1	-	50x4,5
63	2,0		25,0	18,2	-	2,4	-	63x5,0
75	2,0		25,0	18,2	-	2,5	-	75x5,5
90	2,0		25,0	18,2	-	3,0	-	90x6,0
110	2,0		25,0	18,2	-	3,8	-	110x6,5
160	2,0		25,0	18,2	-	5,3	-	160x9,5
2. Расчет по СНиП 2.04.12 - 86 С учетом напряжений для труб: постоянно действующих: масса трубопровода - 1,1; вес изоляции - 1,2; временных долгосрочных: внутреннее давление - 1,15; температурные влияния - 1,1; масса продукта - 1,0.								
50	2,0	Полимер	25,0	18,2	1,518	3,2	-	50x4,5

63	2,0	-Сталь- Полимер (PE-St- PE)	25,0	18,2	1,518	3,98	-	63x5,0
75	2,0		25,0	18,2	1,518	4,175	-	75x5,5
90	2,0		25,0	18,2	1,518	5	-	90x6,0
110	2,0		25,0	18,2	1,518	6,35	-	110x6,5
160	2,0		25,0	18,2	1,518	8,85	-	160x9,5

Толщины стенок трубопроводов рассчитаны согласно РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических трубопроводов» и СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов»

Разрывное давление 180 бар, рабочее до 25 бар. Температура максимальная 50 град. кратковременная 70 град. сравнивая тех. характеристики заложенной трубы и заданием в ТЗ, то запас прочности в соответствии протоколом испытаний заложенной трубы и ТЗ превышает в несколько раз.

Решения по выбору и расчету трубопроводов принимались с учетом условий их эксплуатации, коррозионной активности технологических сред, требуемого срока службы.

В соответствии с требованиями расчетные значения толщин стенок технологического оборудования и трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в условиях воздействия коррозионно-агрессивных веществ, также приняты из условия ограничения рабочих напряжений не более 0,4 нормативного предела текучести с учетом минусового допуска на изготовление.

2. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

2.1 Технологические режимы работы оборудования раствороно-солевого узла

Таблица 5 - Нормы технологического режима (аналоговые параметры)

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Уровень в модуле 1 емкости приготовления солевого раствора	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	мм	50-2500		
2	Уровень в модуле 2 емкости приготовления солевого раствора	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	мм	50-2500		
3	Уровень в емкости хранения готового солевого раствора	Е-3/1 (ЕТ 50КУ-01)	мм	50-3000		
4	Уровень в емкости хранения готового солевого раствора	Е-3/2 (ЕТ 50КУ-01)	мм	50-3000		
5	Уровень в емкости хранения воды	Е-2/1 (ЕТ 50В-01)	мм	50-3000		
6	Уровень в емкости дренажной	Е-4/1 (ЕТ 50К-01)	мм	50-2500		
7	Уровень в емкости под хим. реагенты	Е-5/1 (ЕТ 15У-02) отсек 1	мм	50-2000		
8	Уровень в емкости под хим. реагенты	Е-5/1 (ЕТ 15У-02) отсек 2	мм	50-2000		
9	Уровень в емкости под хим. реагенты	Е-5/1 (ЕТ 15У-02) отсек 3	мм	50-2000		
10	Уровень в емкости приготовления эмульсий Е-8/1. Узел приготовления эмульсии	(ЕТ 15У-01)	мм	50-2000		
11	Уровень в емкости для хим. лаборатории	Е-6/1 (ЕТ 20К-02)	мм	50-2000		
12	Расход технической воды на вводе в РСУ	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	м3/ч	0-50		
13	Расход готового раствора	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	м3/ч	0-30		
14	Расход эмульсии		м3/ч	0-150		
15	Давление до насоса Н1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	МПа	0-0,1		
16	Давление до насоса Н1/2	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	МПа	0-0,1		

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕ- РЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬН ЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
17	Давление до насоса Н2/1		МПа	0-0,1		
18	Давление до насоса Н2/2		МПа	0-0,1		
19	Давление до насоса Н2/3		МПа	0-0,1		
20	Давление до насоса Н2/4		МПа	0-0,1		
21	Давление после насоса Н1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	МПа	0-1,0		
22	Давление после насоса Н1/2	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	МПа	0-1,0		
23	Давление после насоса Н2/1		МПа	0-1,0		
24	Давление после насоса Н2/2		МПа	0-1,0		
25	Давление после насоса Н2/3		МПа	0-1,0		
27	Давление после насоса Н2/4		МПа	0-1,0		
28	Перепад давления на фильтре Ф-1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	МПа	0,10-0,1		
29	Перепад давления на фильтре Ф-1/2	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	МПа	0-0,1		
30	Перепад давления на фильтре Ф-2/1		МПа	0-0,16		
31	Перепад давления на фильтре Ф-3/1		МПа	0-0,16		
32	Перепад давления на фильтре Ф-3/2		МПа	0-0,16		
33	Перепад давления на фильтре Ф-4/1		МПа	0-0,16		
34	Перепад давления на фильтре Ф-4/2		МПа	0-0,16		
35	Температура технической воды на вводе в РСУ	В1	град.С	0-50		
36	Температура воздуха внутри РСУ	Тех. Помещени РСУ	град.С	-50 +50		
37	Температура воздуха в помещении оператора	Помещени РСУ	град.С	-50 +50		

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕ- РЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬН ЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
38	Температура воздуха внутри щитовой	Помещени PCY	град.С	-50 +50		
39	Температура наружного воздуха	PCY	град.С	-50 +50		
40	Температура воздуха в помещении блока ИЭР	Помещени PCY	град.С	-50 +50		
41	Температура воздуха в помещении блока химизации	Помещени PCY	град.С	-50 +50		
42	Температура подшипника 1 насоса Н1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	град.С	-50 +100		
43	Температура подшипника 2 насоса Н1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	град.С	-50 +100		
44	Температура подшипника 1 насоса Н1/2	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	град.С	-50 +100		
45	Температура подшипника 2 насоса Н1/2	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	град.С	-50 +100		
46	Температура подшипника 1 насоса Н2/1	Линия закачки пресной воды с В1	град.С	-50 +100		
47	Температура подшипника 2 насоса Н2/1	Линия закачки пресной воды с В1	град.С	-50 +100		
48	Температура подшипника 1 насоса Н2/2	Линия закачки пресной воды с В1	град.С	-50 +100		
49	Температура подшипника 2 насоса Н2/2	Линия закачки пресной воды с В1	град.С	-50 +100		
50	Температура подшипника 1 насоса Н2/3	Линия перекачки готового раствора	град.С	-50 +100		
51	Температура подшипника 2 насоса Н2/3	Линия перекачки готового	град.С	-50 +100		

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕ- РЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬН ЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
		раствора				
52	Температура подшипника 1 насоса Н2/4	Линия перекачки готового раствора	град.С	-50 +100		
53	Температура подшипника 2 насоса Н2/4	Линия перекачки готового раствора	град.С	-50 +100		
54	Температура раствора в емкости реактентного хозяйства	Блок химитизац ии	град.С	-50 +50		
55	Температура раствора в емкости приготовления эмульсий	Блок химитизац ии	град.С	-50 +50		
56	Положение задвижки РЗ-004	Линия перекачки готового раствора	%	0-100		
57	Положение задвижки РЗ-002	Линия перекачки готового раствора	%	0-100		
58	Гидростатическое давление в модуле 1 емкости приготовления солевого раствора Е 1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	мм	50-2500		
59	Гидростатическое давление в модуле 2 емкости приготовления солевого раствора Е 1/1	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	мм	50-2500		
60	Гидростатическое давление в емкости хранения готового солевого раствора Е 3/1	ЕТ 50К-01 1100-50- 0,07	мм	50-3000		
61	Гидростатическое давление в емкости хранения готового солевого раствора Е 3/2	ЕТ 50К-01 1100-50- 0,07	мм	50-3000		
62	Плотность готового раствора	Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	г/см ³	0-1,3		

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕ- РЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬН ЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
63	Емкость сбора производственных дождевых вод Уровень в емкости сбора производственных дождевых вод V = 40 см ³ Е-12/1	Территория PCY	мм	300-2500		
64	Тепловой пункт Температура воды в производственном водопроводе во внутриплощадочные сети	Помещени PCY	град.С	0+50		
65	Температура воды в производственном водопроводе из наружных сетей	Помещени PCY	град.С	0+50		
66	Температура воздуха в тепловом пункте	Помещени PCY	град.С	-50+50		
67	Емкости сбора нефти 2 шт. Уровень в емкости для нефти V = 25 м ³ Е-10/1, Е-10/2	Территория PCY	мм	300-2500		
68	Емкость сбора хозяйственных стоков V= 20 м ³ Уровень в емкости сбора хозяйственных стоковЕ-11/1	Территория PCY	мм	300-2500		

Таблица 6 - Нормы технологического режима (дискретные параметры)

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕ- РЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬН ЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Максимальный уровень в емкости хранения воды	Е-2/1	мм	2100		
2	Максимальный уровень в емкости под хим. реагенты	Е-5/1 отсек 1	мм	1500		
70	Максимальный уровень в емкости под хим. реагенты	Е-5/1 отсек 2	мм	1500		
71	Максимальный уровень в емкости под хим. реагенты	Е-5/1 отсек 3	мм	1500		
72	Максимальный уровень в емкости для хим. лаборатории	Е-6/1	мм	1900		
73	Предупредительный и аварийный ПДК СН4			5 точек		
74	Задвижка РЗ-004 закрыта					
75	Задвижка РЗ-002 закрыта					
76	Задвижка РЗ-004 открыта					
77	Задвижка РЗ-002 открыта					
78	Насосы включены			14 точек		
79	Задвижка закрыта			Сигнал от КВ 34 точек		
80	Задвижка открыта			34 точек		
81	Режим управления насосом			Автоматический, ручной		
82	Режим управления задвижкой			Автоматический, ручной		
83	Пост сигнализации. Предупредительный ПДК СН4			3 точек		
84	Пост сигнализации. Аварийный ПДК СН4			3 точки		
85	Положение задвижки с ручным управлением - открыто	Технологическое помещение		6 точек		
86	Положение задвижки с ручным управлением - закрыто	Технологическое помещение		6 точек		
87	Пожарная сигнализация	Технологическое помещение		7 точек		
	Отопление вентиляции	Технологическое помещение		2 сигнала		

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ, ПРОЦЕССА, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	ПОЗИЦИЯ АППАРАТА ПО СХЕМЕ	ЕД. ИЗМЕ- РЕНИЯ	ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬН ЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	Емкость сбора производственных дождевых вод Уровень в емкости сбора производственных дождевых вод $V = 40 \text{ м}^3$	Е-12/1	мм	2000		
	Загазованность в воздухе около емкости			1 точка		
	Режим управления насосом Н-1			Автоматический, ручной		
	Пост сигнализации световой			1 точки		
	Пост сигнализации звуковой			1 точки		
	Тепловой пункт Давление прямой воды в производственном водопроводе		МПа	0,6		
	Давление обратной воды в производственном водопроводе		МПа	0,4		
	Емкости сбора нефти 2 шт. Максимальный уровень в емкости для нефти $V = 25 \text{ м}^3$		мм	2200		
	Минимальный уровень в емкости для нефти $V = 25 \text{ м}^3$		мм	300		
	Загазованность в воздухе около емкости			3 точки		
	Пост сигнализации световой			1 точка		
	Пост сигнализации звуковой			1 точка		
	Емкость сбора хозяйственных стоков $V = 20 \text{ м}^3$ Максимальный уровень в емкости сбора хозяйственных стоков		мм	2000		
	Наливная эстакада Загазованность воздуха около наливной эстакады			1 точка		

2.2 Измерение температуры

В качестве стандартных средств измерения температуры подшипников выбраны термопреобразователи, аналогичные указанным в техническом описании насосов серии АХ (закладная конструкция М8х1), а именно термопреобразователи сопротивления – ДТС034 с диапазоном измерения минус 50...+250° С. Степень защиты по ГОСТ14254-IP54.

Для измерения температуры воздуха внутри помещений производственного корпуса, блока оператора и щитовой, технической воды на вводе в РСУ применены датчики температуры - ТСП Jumo 902820/10. Степень защиты IP 65.

Для измерения температуры воздуха в помещении, блока химизации и блока ИЭР применены датчики температуры - ТСП Jumo 902820/10. Степень защиты IP 65. Вид взрывозащиты Ex II 1/2 GD EEx d II CT1-T6 IP 6x T80-T400°С.

Для измерения наружного воздуха применен термопреобразователь ТСП012.02 Термопреобразователь сопротивления, градуировка Pt100, диапазон измерения минус 60...+200°С. Термопреобразователи предназначены для использования в районах крайнего Севера. Степень защиты – IP 65.

Для измерения температуры растворов в емкостях: реагентного хозяйства и узла приготовления эмульсий применен термопреобразователь ТСМУ Метран-274-Exia с выходным сигналом 4-20Ма. Данные датчики предназначены для схемы включения обогрева емкостей и трубопроводов.

2.3 Измерение давления

В качестве Стандартных средств измерения давления жидкости до и после насосов, перепада давления на фильтрах применены высокоточные интеллектуальные преобразователи давления YOKOGAWA.

Преобразователи давления имеют аналоговый выходной сигнал 4-20мА; точность измерения – 0,1%. Класс защиты корпуса IP 67.

Предлагаются следующие датчики для измерения давления (без взрывозащиты):

- EJA430A (для измерения давления жидкости после насосов);
- EJA110A (для измерения давления жидкости до насосов);
- EJA110A (для измерения перепада давления на фильтрах);



Рисунок – 5 Преобразователи давления YOKOGAWA

2.4 Измерение расхода

В качестве Стандартного средства измерения расхода готового солевого раствора применена измерительная система кориолисового массового расходомера «Micro Motion». Измерительная система состоит из сенсора T150T кориолисового массового расходомера «Micro Motion» и многопараметрического MVD-преобразователя интегрального монтажа. Преобразователь имеет выходной сигнал 4...20 мА, точность измерения – 0,15%. Кроме того, система имеет функцию измерения плотности и температуры раствора. Степень защиты корпуса – IP 65.

Для измерения расхода инвертно-эмульсионного раствора, расхода технической воды на вводе в РСУ применен электромагнитный расходомер «Метран 370». Расходомер «Метран 370» имеет выход 4...20 мА, точность измерения 0,5% является общепромышленным. Степень защиты корпуса – IP 68.

2.5 Измерение уровня

В качестве Стандартного средства измерения уровня, в емкостях Е-1/1, Е-2/1, Е-3/1, Е-3/2, Е-4/1, Е-11/1, Е-12/1 применены рефлекс-радарные уровнемеры «OPTIFLEX 1300 С» без взрывозащиты. Для измерения уровня в емкостях Е-5/1,2,3, Е-6/1, Е-8/1 применены рефлекс-радарные уровнемеры «OPTIFLEX 1300 С» со взрывозащитой ЕЕх d (взрывонепроницаемая оболочка). Категория защиты – IP 66/67.

Для формирования сигнала и питания датчика, предлагаем установить устройство SU-600, которое имеет токовый выход 4...20 мА и два программируемых выходных реле, которые предлагаем использовать для контролирования отклонения технологических параметров от заданных значений уровня. Точность измерения - ± 3 мм при $L < 10$ м. Уровнемеры, установленные на емкостях, расположенных на открытом воздухе, снабжены защитными термочехлами «ТЕРМОТЕК®»

На емкостях Е-1/1(модули 1, 2), Е-3/1, Е-3/2 установлены дополнительно датчики гидростатического измерения давления (уровня) «EJX210A», сигнал с которых заводится на контроллер для определения плотности раствора в емкостях. Преобразователь «EJX210A» имеет выходной сигнал 4-20 мА, точность 0,1%. Емкости не имеют категории взрывоопасности, поэтому предлагаем установить датчики «EJX210A» без взрывозащиты. Категория защиты – IP 67.

Преобразователи, установленные на емкостях Е-3/1,2, предполагается снабдить электрообогревом.

Для измерения уровня в емкостях для нефти Е-10/1,2 предлагается установить рефлекс-радарные уровнемеры «OPTIFLEX 1300 С» со взрывозащитой EEx d (взрывонепроницаемая оболочка). Категория защиты – IP 66/67 и индикаторы уровня байпасные ВМ 26А.

2.6 Содержание газовых примесей в воздухе

Содержание углеводородных газов метана (CH_4), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}) в воздухе около наружных установок (емкости Е-6/1, Е-10/1,2; Е-12/1), на наливной эстакаде у наливов 1 и 2, блоке дозирования и перекачивания химреагентов, узле приготовления эмульсии предлагается измерять стационарной газоаналитической системой.

Система состоит из измерительных головок Polytron IR, контрольного блока REGARD 3900, блока питания, интерфейса RS 232/CAN, повторителя 4-20мА. Температура окружающей среды для измерительных головок Polytron IR минус 60...65 град. С в соответствии с сертификацией в системе ГОСТ Р.

Вид взрывозащиты – II 2G EEx de IIC T5, степень защиты корпуса IP 67.

В помещениях блока дозирования и перекачивания химреагентов, узла приготовления эмульсии устанавливается по одной измерительной головки Polytron IR на высоте 0,5м от пола.

В люках емкостей Е-6/1, Е-12/1 устанавливается по одной измерительной головки Polytron IR на высоте 0,5м от дна люка.

На открытой площадке около емкостей Е-10/1,2 устанавливается три измерительных головки Polytron IR на высоте 0,5м от уровня земли.

На наливной эстакаде около наливов 1 и 2 устанавливается одна измерительная головка Polytron IR на нулевой отметке вдоль фронта налива.

2.7 Плотность

В качестве Стандартного средства измерения плотности применен портативный плотномер ПЛОТ-3Б-1П, который позволяет определить реальную плотность и температуру непосредственно в емкости, без отбора проб.

Вид взрывозащиты – 0 Exia IIB T5; степень защиты корпуса IP 54.

2.8 Узел коммерческого учета энергоносителей в тепловом пункте

В качестве оборудования для коммерческого учета рекомендуем применить:

- комплект термопреобразователей КТСП Метран-206, степень защиты корпуса – IP 65;
- датчик избыточного давления общепромышленный Метран 150, степень защиты корпуса – IP 66;
- преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР, степень защиты корпуса – IP 65;
- преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19, степень защиты корпуса – IP 20.

Предусмотрен вывод информации с теплосчетчика через конвертер в системе по сети Ethernet.

В узел коммерческого учета энергоносителей применено оборудование без взрывозащиты.

2.9 Передача информации

Сигналы с датчиков температуры, давления, расхода, уровня поступают на АРМ оператора РСУ с помощью контроллера типа ControlLogik.

Передаваемые в САУ РСУ сигналы имеют следующие параметры:

1. Аналоговые: 4-20 мА, двухпроводное подключение;

2. Дискретные: «сухой контакт», запитываемые от принимающей системы;
3. Цифровой протокол.

2.10 Перечень сигнализаций и блокировок

Сигнализация

Обеспечивается на АРМ оператора РСУ звуковая и световая сигнализация обо всех параметрах технологического процесса при их выходе за допустимые пределы:

- аварийный уровень в емкостях Е-1/1, Е-2/1, Е-3/1,2, Е-4/1, Е-5/1,2,3, Е-6/1, Е-8/1, Е-10/1,2, Е-11/1, Е-12/1;
- давление в трубопроводах перед и после насосов Н-1/1,2, Н-2/1...4 (min, max);
- высокая температура подшипников насосов Н-1/1,2, Н-2/1...4;
- предельное (20% НКПР) и аварийное (50% НКПР) значений дозрывных концентраций углеводородных газов около наружных установок (емкости Е-12/1,2), на наливной эстакаде у наливов 1 и 2, в люках емкостей Е-6/1, Е-10/1,2, блоке дозирования и перекачивания химреагентов, узле приготовления эмульсии.

Посты световой и звуковой сигнализации загазованности установлены:

- для блока дозирования и перекачивания химреагентов и узла приготовления эмульсии внутри помещения и у входов в эти помещения;
- для открытых площадок непосредственно рядом с местом установки датчика.

Для светозвуковой сигнализации предлагается установить посты аварийные взрывозащищенные (взрывонепроницаемая оболочка) световой и звуковой сигнализации ПАСВ_з, а у входа в блоки дозирования и перекачивания химреагентов и узла приготовления эмульсии кроме этого установить табло световое взрывозащищенное «ВЭЛ-Т-Н» с надписью «Не входить. Газ».

Кроме этого все сигналы превышения заданных пороговых уровней загазованности передаются на пульт оператора.

Блокировка

Автоматическое отключение насосов и защитные блокировки по:

- предельным уровням в емкостях Е-1/1, Е-2/1, Е-3/1,2, Е-4/1, Е-5/1,2,3, Е-6/1, Е-8/1, Е-10/1,2, Е-11/1, Е-12/1;
- давлению до и после насосов (min, max);
- высокой температуре подшипников.

2.11 Перечень контролируемых параметров

В таблицах 7 и 8 представлен перечень контролируемых аналоговых и дискретных параметров выводимых в САУ РСУ.

Таблица 7 - Перечень контролируемых аналоговых параметров

НАИМЕНОВАНИЕ	Мин. шкалы	Макс. шкалы	Ед. изм.	Примеч.
1	2	3	4	5
Уровень в модуле 1 емкости приготовления солевого раствора Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	50	2500	мм	
Уровень в модуле 2 емкости приготовления солевого раствора Е-1/1 (ЕТ 50Н-01)	50	2500	мм	
Уровень в емкости хранения готового солевого раствора Е-3/1 (ЕТ 50КУ-01)	50	3000	мм	
Уровень в емкости хранения готового солевого раствора Е-3/2 (ЕТ 50КУ-01)	50	3000	мм	
Уровень в емкости хранения воды Е-2/1 (ЕТ 50В-01)	50	3000	мм	
Уровень в емкости дренажной Е-4/1 (ЕТ 50К-01)	50	2500	мм	
Уровень в емкости под хим. реагенты Е-5/1 (ЕТ 15У-02) отсек 1	50	2000	мм	
Уровень в емкости под хим. реагенты Е-5/1 (ЕТ 15У-02) отсек 2	50	2000	мм	
Уровень в емкости под хим. реагенты Е-5/1 (ЕТ 15У-02) отсек 3	50	2000	мм	

Уровень в емкости приготовления эмульсий Е-8/1. Узел приготовления эмульсии (ЕТ 15У-01)	50	2000	мм	
Уровень в емкости для хим. лаборатории Е-6/1 (ЕТ 20К-02)	50	2000	мм	
Расход технической воды на вводе в РСУ	0	50	м³/ч	
Расход готового раствора	0	30	м³/ч	
Расход эмульсии	0	150	м³/ч	
Давление до насоса Н1/1	0	0,1	МПа	
Давление до насоса Н1/2	0	0,1	МПа	
Давление до насоса Н2/1	0	0,1	МПа	
Давление до насоса Н2/2	0	0,1	МПа	
Давление до насоса Н2/3	0	0,1	МПа	
Давление до насоса Н2/4	0	0,1	МПа	
Давление после насоса Н1/1	0	1,0	МПа	
Давление после насоса Н1/2	0	1,0	МПа	
Давление после насоса Н2/1	0	1,0	МПа	
Давление после насоса Н2/2	0	1,0	МПа	
Давление после насоса Н2/3	0	1,0	МПа	
Давление после насоса Н2/4	0	1,0	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-1/1	0	0,1	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-1/2	0	0,1	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-2/1	0	0,16	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-3/1	0	0,16	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-3/2	0	0,16	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-4/1	0	0,16	МПа	
Перепад давления на фильтре Ф-4/2	0	0,16	МПа	
Температура технической воды на вводе в РСУ	0	50	град.С	
Температура воздуха внутри РСУ	-50	50	град.С	
Температура воздуха в помещении оператора	-50	50	град.С	
Температура воздуха внутри щитовой	-50	50	град.С	
Температура наружного воздуха	-60	50	град.С	
Температура воздуха в помещении блока ИЭР	-50	50	град.С	
Температура воздуха в помещении блока химизации	-50	50	град.С	
Температура подшипника 1 насоса Н1/1	-50	100	град.С	

Температура подшипника 2 насоса Н1/1	-50	100	град.С	
Температура подшипника 1 насоса Н1/2	-50	100	град.С	
Температура подшипника 2 насоса Н1/2	-50	100	град.С	
Температура подшипника 1 насоса Н2/1	-50	100	град.С	
Температура подшипника 2 насоса Н2/1	-50	100	град.С	
Температура подшипника 1 насоса Н2/2	-50	100	град.С	
Температура подшипника 2 насоса Н2/2	-50	100	град.С	
Температура подшипника 1 насоса Н2/3	-50	100	град.С	
Температура подшипника 2 насоса Н2/3	-50	100	град.С	
Температура подшипника 1 насоса Н2/4	-50	100	град.С	
Температура подшипника 2 насоса Н2/4	-50	100	град.С	
Температура раствора в емкости реагентного хозяйства	-50	50	град.С	
Температура раствора в емкости приготовления эмульсий	-50	50	град.С	
Положение задвижки Р3-004	0	100	%	
Положение задвижки Р3-002	0	100	%	
Гидростатическое давление в модуле 1 емкости приготовления солевого раствора Е 1/1	50	2500	мм	
Гидростатическое давление в модуле 2 емкости приготовления солевого раствора Е 1/1	50	2500	мм	
Гидростатическое давление в емкости хранения готового солевого раствора Е 3/1	50	3000	мм	
Гидростатическое давление в емкости хранения готового солевого раствора Е 3/2	50	3000	мм	
Плотность готового раствора	0	1,3	г/см ³	
Емкость сбора производственных дождевых вод Уровень в емкости сбора производственных дождевых вод V = 40 см ³ Е-12/1	300	2500	мм	
Тепловой пункт Температура воды в	0	50	град.С	

производственном водопроводе во внутриплощадочные сети				
Температура воды в производственном водопроводе из наружных сетей	0	50	град.С	
Температура воздуха в тепловом пункте	-50	50	град.С	
Комплекс коммерческого учета энергоносителей				
Емкости сбора нефти 2 шт. Уровень в емкости для нефти V = 25 м3 Е-10/1, Е-10/2	300	2500	мм	
Емкость сбора хозяйственных стоков V= 20 м3 Уровень в емкости сбора хозяйственных стоков Е-11/1	300	2500	мм	

Таблица 8 - Перечень контролируемых дискретных параметров

НАИМЕНОВАНИЕ	ПОРОГ СРАБАТЫ ВАНИЯ	Ед. изм.	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
Максимальный уровень в емкости хранения воды Е-2/1	2100	мм	
Максимальный уровень в емкости под хим. реагенты Е-5/1 отсек 1	1500	мм	
Максимальный уровень в емкости под хим. реагенты Е-5/1 отсек 2	1500	мм	
Максимальный уровень в емкости под хим. реагенты Е-5/1 отсек 3	1500	мм	
Максимальный уровень в емкости для хим. лаборатории Е-6/1	1900	мм	
Предупредительный и аварийный ПДК СН4			5 точек
Задвижка РЗ-004 закрыта			
Задвижка РЗ-002 закрыта			
Задвижка РЗ-004 открыта			
Задвижка РЗ-002 открыта			
Насосы включены			14 точек
Задвижка закрыта			Сигнал от КВ 34 точек
Задвижка открыта			34 точек
Режим управления насосом			
Режим управления задвижкой			

Пост сигнализации. Предупредительный ПДК СН4			3 точек
Пост сигнализации. Аварийный ПДК СН4			3 точки
Положение задвижки с ручным управлением - открыто			6 точек
Положение задвижки с ручным управлением - закрыто			6 точек
Пожарная сигнализация			
Отопление вентиляции			2 сигнала
Емкость сбора производственных дождевых вод Уровень в емкости сбора производственных дождевых вод $V = 40 \text{ м}^3$ Е-12/1	2000	мм	
Загазованность в воздухе около емкости			1 точка
Режим управления насосом Н-1			
Пост сигнализации световой			
Пост сигнализации звуковой			
Тепловой пункт Давление прямой воды в производственном водопроводе	0,6	МПа	
Давление обратной воды в производственном водопроводе	0,4	МПа	
Емкости сбора нефти 2 шт. Максимальный уровень в емкости для нефти $V = 25 \text{ м}^3$	2200	мм	
Минимальный уровень в емкости для нефти $V = 25 \text{ м}^3$	300	мм	
Загазованность в воздухе около емкости			3 точки
Пост сигнализации световой			
Пост сигнализации звуковой			
Емкость сбора хозяйственных стоков $V = 20 \text{ м}^3$ Максимальный уровень в емкости сбора хозяйственных стоков	2000	мм	
Наливная эстакада Загазованность воздуха около наливной эстакады			1 точка

3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

Пуск в работу оборудования раствороно-солевого узла производится после завершения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Перед пуском после остановки проводят наружный осмотр оборудования, арматуры, трубопровода, проверяют наличие технологической документации.

При наружном осмотре проверяется:

- наличие надписей или табличек на трубопроводе, аншлагов производственных узлов, указывающих назначение, рабочие условия, среду, направление движения продукта;
- наличие и качество уплотнений на запорной арматуре;
- исправность заземляющих устройств, контрольно-измерительных приборов;
- отсутствие временных приспособлений: заглушек, пробок;
- укомплектованность объекта средствами пожаротушения, индивидуальными средствами защиты.

Вновь смонтированные коммуникации перед пуском должны быть испытаны на прочность, плотность и герметичность, продуты от грязи и окалины.

Проверить и при необходимости выполнить подключение системы обеспечения электроэнергией, систем сигнализации и блокировок, телемеханики.

Проверить нумерацию запорной арматуры в соответствии с технологической схемой, наличие указателей положений «Открыто», «Закрыто».

Кроме того, необходимо выполнить следующее:

- оповестить производственный персонал о пуске;
- оповестить дежурного пожарной части № 4;
- предупредить, начальника ЦДНГ.

Работы по пуску оборудования проводят товарные операторы и слесаря-ремонтники, под руководством мастера РСУ.

После запуска оборудования в работу товарные операторы обязаны:

- обходить и осматривать оборудование РСУ;
- контролировать параметры технологического режима;
- регистрировать результаты обходов и осмотров в вахтовом журнале;
- докладывать мастеру РСУ об отклонениях технологического режима и результаты обхода и осмотра.

3.1 Пуск и остановка оборудования РСУ в зимнее время

Работы с замороженными скважинами и замороженными технологическими трубопроводами относятся к категории работ повышенной опасности и требуют от непосредственных исполнителей повышенного внимания. Для пуска в работу скважин необходимо:

- провести тщательный визуальный осмотр оборудования, скважины на предмет определения целостности задвижек и их исправности, целостности манифольда, видимых частей питающего трубопровода и линейной задвижки, целостности трубопроводов.
- о выявленных неисправностях на арматуре, а также о наличии разрывов и трещин на трубопроводах довести до сведения всех рабочих и мастера звена.
- отогреть и закрыть все задвижки на замороженном участке трубопровода и секции задвижки на скважинах. В случае невозможности отключения трубопровода и угрозы аварии необходимо остановить установку и принять меры к разогреву ледяной пробки.

- не отогревать арматуру трубопровода открытым огнем!
- отогреть и открыть вентиль высокого давления на манифольде.

Разрядить манифольд.

- при наличии разрывов трубы, пропаривая, не стоять по направлению ожидаемого выброса.

- отогреть линейную задвижку и участок замороженного трубопровода. Разогрев ледяной пробки в трубопроводе должен производиться паром или горячей водой, начиная с конца замороженного участка. Запрещается отогревание замерзших спусков (дренажей) трубопроводов, аппаратов при открытой задвижке.

- приоткрыть линейную задвижку, разрядить трубопровод. Открывая задвижку, не стоять по направлению ожидаемого выброса! Запрещается пользоваться крюками, ломami и трубами для открытия замерзших задвижек, вентилях и других запорных приспособлений.

- при отсутствии прохода в трубопроводе (забито льдом) необходимо определить замороженный участок трубопровода.

- отогреть трубную и центральную задвижки на скважине, а также тройник, планшайбу и колонный патрубок.

- проверить наличие прохода газожидкостной смеси из скважины, приоткрывая центральную и трубную задвижки.

- паром растопить лед в скважине и манифольде и приступить к проведению заключительных работ.

- опрессовать фланцевые соединения.

- при наличии утечек чрез фланцевые соединения – устранить утечки.

- запустить скважину в работу.

- доложить руководителю об окончании работ, о замеченных недостатках во время работы.

3.2 Порядок остановки оборудования РСУ при нормальных условиях

Нефтедобывающая фонтанная скважина

Доложить мастеру ЦДНГ о прибытии на скважину и о готовности приступить к остановке скважин и отключению выкидной линии.

По команде мастера ЦДНГ произвести плавное закрытие устьевой задвижки, с постоянным контролем давления на устье и выкидной линии.

Нефтедобывающая скважина, оборудованная УЭЦН

Доложить мастеру о прибытии на скважину и о готовности приступить к остановке скважин и отключению выкидной линии.

По команде мастера произвести остановку УЭЦН, плавно закрыть устьевые задвижки, с постоянным контролем давления на устье и выкидной линии.

Дренажная ёмкость

Закрыть задвижки на выходе из ёмкости. Раскачать ёмкость от жидкости.

Остановка АГЗУ (ИУ)

Доложить мастеру о готовности к выполнению работ по остановке АГЗУ (ИУ).

Остановить скважины и отключить выкидные линии. Убедиться, что отсекающая запорная арматура исправна и давление в системе снижается.

По команде мастера произвести плавное закрытие задвижек на входе и выходе, с постоянным контролем давления в системе.

Открыв задвижки на дренажной линии, снизить давление в системе до атмосферного.

Проследить после закрытия отсекающих задвижек за давлением в системе выкидная линия – АГЗУ (ИУ).

Доложить мастеру о результатах.

Остановка БПР (УДХ)

Доложить мастеру о готовности УДХ к остановке.

Отключить от питающей сети электродвигатель насоса-дозатора и принять меры, исключающие возможность его случайного включения.

Закрыть вентили на приеме и нагнетании насоса.

Произвести плавное закрытие задвижек на выходе с УДХ.

Открыв задвижки на дренажной линии, снизить давление в системе до атмосферного.

При необходимости закрыть отсекающую задвижку на нефтесборном трубопроводе.

Доложить мастеру об окончании выполнения работ.

Остановка БГ

Доложить мастеру о готовности БГ к остановке.

Произвести плавное закрытие задвижек на входе и выходе БГ.

Открыв задвижки на дренажной линии, снизить давление в системе до атмосферного.

При необходимости закрыть линейную задвижку на скважине.

Доложить мастеру об окончании выполнения работ.

Остановка куста газонагнетательных скважин и газопровода высокого давления

Остановки разделяются на нормальные и вынужденные. Нормальные остановки могут быть плановыми и внеплановыми.

Плановые остановки связаны с выводом трубопровода, оборудования в ремонт или резерв по графику, утверждённому техническим руководителем предприятия, на время проведения профилактических работ, для периодического испытания на прочность и пр.

Внеплановые остановки не связаны с отказом технологического оборудования, трубопроводов, а производятся по предварительно принятому решению ответственных лиц.

Нормальную остановку осуществляют, преимущественно, в теплое время года.

Вынужденной остановкой является остановка из-за неисправности технологического или вспомогательного оборудования, систем автоматики, из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной арматуры или из-за закупорки трубопровода.

Остановка работы газопровода и кустов газонагнетательных скважин осуществляется после остановки ГКС и закрытия запорной арматуры на выходе ГКС. Затем осуществляется последовательный вывод газонагнетательных скважин из работы путём перекрытия задвижек 1Ск1-1Ск5 на фонтанной арматуре скважин.

После перекрытия запорной арматуры скважин открывается кран 7, расположенный на ГФ 1.1. После 1 – 3-х минутной продувки факельной линии и горелочного устройства газом, приступить к розжигу УГГ.

Остановку газопровода высокого давления надо производить посредством плавного закрытия отключающей арматуры, сначала закрывают запорную арматуру в начале участка по ходу движения газа, где давление имеет наибольшую величину (кран № 1А/1 на узле № 1А, запроектированном по шифру 2867). Затем закрывают запорную арматуру в конце трассы (кран № 2/1 на узле № 2). Выпуск газа до 0,005 кгс/см² по показаниям манометров производят через продувочные свечи, установленные на узлах запорной арматуры газопровода.

В случае длительной остановки газопровода для исключения остывания транспортируемого газа и возможного выпадения конденсата в трубе необходимо опорожнить газопровод от газа через продувочные свечи.

Особенности пуска и остановки газопровода высокого давления и оборудования кустов газонагнетательных скважин в зимнее время

До пуска в работу переохлажденного трубопровода необходимо:

- произвести тщательный визуальный осмотр пускового участка и
- исправности контрольно-измерительных приборов (КИПиА);
- включить в работу обогреватель блока КИПиА;

- проверить исправность и работоспособность арматуры, оборудования;
- проверить состояние трубопровода.

Достижение расчетного давления рекомендуется осуществлять постепенно в течение часа с 15-минутными выдержками давлений.

При пуске трубопровода после кратковременной остановки, при которой температура стенок соответствует рабочим условиям, время подъема давления до расчетного может быть уменьшено до 30 минут.

Условия снижения температуры и давления в трубопроводе аналогичны условиям пуска в зимнее время, но в обратной последовательности.

Необходимо, по возможности, пуск, остановку и испытание трубопровода проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 0 °С.

При аварийных остановках предусматривается следующий порядок по предупреждению дальнейшего развития аварии:

- выполнение работ, исключающих выделение газа в рабочие зоны наружных площадок;
- выполнение работ, связанных с освобождением трубопровода от взрывопожароопасного продукта.

3.3 Порядок краткосрочного вывода из эксплуатации технических устройств

Краткосрочный вывод из эксплуатации предусматривает временный вывод из эксплуатации по производственной необходимости технических устройств и/или сооружений, применяемых на ОПО на срок, необходимый для проведения плановых работ: техническое обслуживание, диагностирование, ремонтные работы и т.п.

Все технические устройства, применяемые на ОПО выводятся из эксплуатации при краткосрочном выводе в соответствии с требованиями

эксплуатационной документации заводов-изготовителей, а также, в соответствии с внутренними документами Общества, регламентирующими указанные плановые работы.

Допускается одновременно выводить из эксплуатации одно или несколько технических устройств и/или сооружений, находящихся в одной технологической схеме (технологический цех, установка, технологическая нитка, оборудование в блочном исполнении, узлы, агрегаты и т.д.), при условии, если краткосрочный вывод из эксплуатации технических устройств и/или сооружений не повлияет на безопасность ведения технологического процесса по добыче нефти.

По результатам проведения плановых работ возможен перевод технических устройств из краткосрочного вывода в среднесрочный (длительный) вывод в порядке, определенном Приказом Ростехнадзора от 15.11.2018 №567 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по порядку временного вывода из эксплуатации технических устройств и сооружений на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса».

Предусмотренное техническим проектом сезонное прекращение добычи нефти к консервации не относится.

3.4 Аварийное отключение электроэнергии

При аварийном отключении электроэнергии происходит отключение электрооборудования, наблюдается падение давления в трубопроводах.

При длительном отсутствии электроэнергии операторы ЦДНГ по согласованию с мастером ЦДНГ переводят станции управления УЭЦН в ручной режим запуска, закрывают задвижки на фонтанных арматурах добывающих нефтяных скважин. В зимний период принимают меры по недопущению замерзания технологических трубопроводов, оборудования и аппаратов.

После подачи электроэнергии, по устному согласованию с мастером цеха операторы ЦДНГ, убедившись в наличии прохода в трубопроводах и оборудовании, запускают скважины в работу в соответствии с Технологическим регламентом Компании №П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

После восстановления электроснабжения повторный запуск скважин, оборудованных УЭЦН должен осуществляться после получения разрешения от диспетчера ПДС, который согласовывает ввод в работу оборудования механической добычи с дежурным диспетчером ОДС ЦЭЭ.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Виды и стоимость ресурсов:
--	----------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Таблица расходов и стоимости на один календарный год; Расчет приготовления и закачки по скважинам раствора CaCl.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. Оценка ресурсосбережения	Оценка ресурсосбережения

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ и РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В связи с тем, что рынок и технологии находятся в постоянном движении и развитии, возникает необходимость в проведении детального анализа конкурирующих разработок. Данный анализ позволит внести коррективы в развитие научного исследования, даст оценку сильным и слабым сторонам всем конкурентным разработкам, а также позволит выбрать наиболее конкурентное направление развития проекта.

Внедрение в производство технологий, позволяющих в значительной степени повысить производительность, а также избежать нерационального использования ресурсов, актуально для современных предприятий. Помимо непосредственного совершенствования технологического оборудования и оптимизации производственных процессов, важным фактором эффективной работы является наличие у персонала эффективных приемов управления производством.

Основным конкурентным решением является отработка навыков на реальной промышленной установке. Неоспоримым преимуществом обучения на тренажере, воспроизводящем производство, является возможность отработки экстренных и аварийных ситуаций без риска для персонала и окружающей среды. С другой стороны, неверные действия оператора при работе на реальной установке могут привести к чрезмерной затрате ресурсов, а также к аварийной ситуации. Таким образом, использования современных технологий для обучения персонала является приоритетным направлением.

Таблица 1 - Закуп и норма расходов на один календарный год из расчета приготовления раствора CaCl в $V=181,2 \text{ м}^3$, составляет 71,04 тонн в месяц.

1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	2,550	12 943,00	33 004,65
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	34,000	12 943,00	440 062,00
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	20,400	12 943,00	264 037,20
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	56,100	12 943,00	726 102,30
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	5,100	12 943,00	66 009,30
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	19,550	12 943,00	253 035,65
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	12,750	12 943,00	165 023,25
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	28,900	12 943,00	374 052,70
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	19,550	12 943,00	253 035,65
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	17,850	12 943,00	231 032,55
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	23,800	12 943,00	308 043,40
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	6,800	12 943,00	88 012,40
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	25,500	12 943,00	330 046,50
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	28,900	12 943,00	374 052,70
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	34,850	12 943,00	451 063,55
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	26,350	12 943,00	341 048,05
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	20,400	12 943,00	264 037,20
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	11,050	12 943,00	143 020,15
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	29,750	12 943,00	385 054,25
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	33,150	12 943,00	429 060,45
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	6,800	12 943,00	88 012,40
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	5,100	12 943,00	66 009,30
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	16,150	12 943,00	209 029,45
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	22,100	12 943,00	286 040,30
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	39,100	12 943,00	506 071,30
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	51,000	12 943,00	660 093,00
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	10,200	12 943,00	132 018,60
1003054	Кальций хлор. тех. калыц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	22,950	12 943,00	297 041,85

1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	25,500	12 943,00	330 046,50
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	5,950	12 943,00	77 010,85
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	6,800	12 943,00	88 012,40
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	6,800	12 943,00	88 012,40
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	8,860	12 943,00	114 674,98
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	20,400	12 943,00	264 037,20
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	25,140	12 943,00	325 387,02
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	22,100	12 943,00	286 040,30
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	25,500	12 943,00	330 046,50
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	6,800	12 943,00	88 012,40
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	6,800	12 943,00	88 012,40
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	10,200	12 943,00	132 018,60
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	28,900	12 943,00	374 052,70
1003054	Кальций хлор. тех. кальц., гран., 1/С	ЮР-5	Карьер № 7	Т	22,100	12 943,00	286 040,30

Из расчетов данной таблицы мы можем выявить на один календарный год расход составляет 852,550 тонн на сумму 11 034 554,65.

С последующими годами закуп и расход будет увеличен в связи с увеличением фонда пробуренных скважин и обработки скважинного оборудования, в связи с большим количеством гидратообразований, из-за большого газового фактора и низкого температурного фактора на забое скважин.

Таблица 2- Суточное приготовление и расход растворов CaCl при предотвращении гидратообразования на скважинах и
ВЫКИДНЫХ ЛИНИЯХ.

Дата	Приготовление раствора				Отпуск раствора				Всего отгружено		Остаток раствора на конец смены, м3
	Объем, м3	Расход CaCl, т	Приход CaCl, т	Остаток CaCl, т	Цех (ЦДНГ, КРС)	№ скважины	Объем раствора, м3	CaCl, т (0,392 на 1м3)	Раствор CaCl, м3	CaCl, т	
31 05 23	23,5	9,2		65,8	ЦДНГ	642	1,0	0,392	20,5	8,0	3,0
					ЦДНГ	700	1,5	0,588			
					ЦДНГ	126	1,0	0,392			
					ЦДНГ	179	1,0	0,392			
					ЦДНГ	107	1,0	0,392			
					ЦДНГ	787	1,0	0,392			
					ЦДНГ	119	1,0	0,392			
					ЦДНГ	270	1,0	0,392			
					ЦДНГ	270	0,5	0,196			
					ЦДНГ	606	0,5	0,196			
					ЦДНГ	210	0,5	0,196			
					ЦДНГ	108	0,5	0,196			
					ЦДНГ	789	0,5	0,196			
					ЦДНГ	274	0,5	0,196			
					ЦДНГ	218	0,5	0,196			
					ЦДНГ	207	0,5	0,196			
					ЦДНГ	210	0,5	0,196			
					ЦДНГ	270	0,5	0,196			
					ЦДНГ	606	0,5	0,196			
					ЦДНГ	109	0,5	0,196			
					ЦДНГ	270	0,5	0,196			
					ЦДНГ	606	1,0	0,392			
					ЦДНГ	651	0,5	0,196			
					ЦДНГ	591	0,5	0,196			
					ЦДНГ	338	0,5	0,196			
					ЦДНГ	120	0,5	0,196			
					ЦДНГ	274	0,5	0,196			

				ЦДНГ	210	0,5	0,196			
				ЦДНГ	267	0,5	0,196			
				ЦДНГ	215	0,5	0,196			
				ЦДНГ	788	0,5	0,196			

В данной таблице мы видим объём приготовленного раствора на начало рабочей смены и закачку по каждой обрабатываемой скважине от гидратообразований.

Приготовлено раствора 23,5 м./куб. что составило 9,2 тонны сухого CaCl, суточный расход и закачка по скважинам составила 20,5 м/куб 8 тонн сухого CaCl, на конец смены осталось 3 м/куб.

Таблица 3- Почасовая обработка скважин и оборудования CaCl, контроль параметров при прокачке ингибитора по скважинному оборудованию.

СВОДНАЯ ФОРМА ПО ОБРАБОТКАМ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ХИМ.РЕАГЕНТАМИ								Закачка CaCl2 в ВЛ через затруб
								Закачка CaCl2 в ВЛ
	Плотность							Закачка CaCl2 в НСК
	Куст	Скважина	Дата выполнения работ	Время (начало прокачки)	Тип ингибитора	Объем реагента		Примечание
			Контрольные параметры во время подачи ингибитора					
	28	210	30 05 23	16:45	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl2 в ВЛ
	28	210	30 05 23	21:30	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl2 в ВЛ
	28	207	30 05 23	21:55	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl2 в ВЛ
	38	270	30 05 23	22:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl2 в

								ВЛ
	38	606	30 05 23	22:30	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	651	30 05 23	22:50	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	38	591	30 05 23	23:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	30	590	30 05 23	0:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	15	129	30 05 23	0:40	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	39	274	30 05 23	1:50	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	39	277	30 05 23	1:30	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	38	606	30 05 23	4:40	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	30	590	30 05 23	5:20	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	28	210	30 05 23	5:55	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	270	31 05 23	9:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	606	31 05 23	9:35	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	28	210	31 05 23	10:55	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	12	108	31 05 23	9:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	7	789	31 05 23	15:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	39	274	31 05 23	15:40	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	30	218	31 05 23	16:45	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	28	207	31 05 23	17:35	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	28	210	31 05 23	17:55	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ

	38	270	31 05 23	17:25	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	606	31 05 23	17:55	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	12	109	31 05 23	22:30	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	270	31 05 23	22:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	606	31 05 23	22:30	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	651	31 05 23	22:50	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	38	591	31 05 23	23:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	50	338	31 05 23	0:20	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	14	120	31 05 23	1:00	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	39	274	31 05 23	1:50	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	28	210	31 05 23	3:45	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	38	267	31 05 23	4:50	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	38	606	31 05 23	5:10	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ
	2	788	31 05 23	5:00	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб
	29	215	31 05 23	6:00	CaCl	500	0,196	Закачка CaCl ₂ в ВЛ через затруб

В данной таблице представлены, контрольные параметры, время подачи ингибитора, объёмы в тоннах и литрах закачиваемые в сутки в скважинное оборудование, растворов CaCl₂ в в ВЛ через затруб, в НСК для запуска очистного устройства.

4.1 SWOT-АНАЛИЗ

Анализ сильных и слабых сторон разработки, а также угроз и возможностей, влияющих на нее, позволяет объективно оценить конкурентоспособность и перспективы развития проекта. Наиболее точное направление работ по проекту позволяет сформировать SWOT-анализ.

Матрица SWOT-анализа включает оценку сильных и слабых сторон проекта, а также угрозы и возможности проекта и их корреляцию.

Сильной стороной проекта является замена реального эксперимента разрабатываемым программным комплексом, безопасность, экономия ресурсов и времени проведения работ.

Наиболее слабой стороной проекта является ограниченная точность и неточность математического описания физических законов полученных в результате работы с моделью.

Основной возможностью разработки является обучение оперативного персонала безопасным методом управления производством фтора.

Угрозой данному проекту является изменение технологии процесса синтеза топлива или разработка принципиально новой технологии, в которой применяются другие физико-химические принципы, что приведет к неактуальности разрабатываемой модели.

Угрозой для данного проекта представляет изменение технологии производства, а так же различных узлов и агрегатов, что приведет к неактуальности математической моделей, используемых в программном комплексе.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Екимов Владимир Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<i>Анализ технологических параметров работы растворно-солевого узла на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)</i>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Безопасная эксплуатация объекта Характеристика производства в нефтяной и газовой промышленности	Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Вредные и опасные производственные факторы, возникающие на объекте: Перечень повышенной опасности при процессах добычи, сбора и измерения продукции скважин;	Опасные факторы: 1. Пожароопасность обрабатываемых веществ: нефтяного газа, нефти и конденсата ГОСТ Р 12.3.047-2012 ФЗ от 21.07.2008 №123; 2. Сосуды, работающие под давлением ГОСТ 34347-201720 сосуды и аппараты стальные сварные; 3. Повышенная загазованность, рабочей зоны ГОСТ 51.140-86 ИБТВ 1-087-81; 4. Наличие в технологическом процессе едких жидкостей ГОСТ 12.1.007-76; 5. Низко расположенные коммуникации СП 249.1325800.2016(23112020); 6. Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования, материалов ССБТ ГОСТ 12.1.005-88; 7. Наличие статического электричества на корпусах оборудования и предметов; 8. Объектах питания оборудования мех. добычи (КТП ЭЦН, СУ ЭЦН, кабели питания погружных насосов) ГОСТ Р 51749-2001; 9. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента, деталей, оборудования ГОСТ 12.0.003-74ССБТ; 10. Подвижные части производственного оборудования (вентиляторы и др) ГОСТ Р 58541-2019; 11. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте ГОСТ 12.1.003-2014; 12. Наличие возможности падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте ГОСТ

	P12.3.050-2017; 17. Наличие кровососущих насекомых, диких животных и ядовитых растений ПНСТ 6312021; 18. Сложные климатические и дорожные условия проведения работ. Контроль со стороны работников за работой оборудования ГОСТ Р 58831-2020
2. Взрывопожароопасные и токсические свойства используемых и получаемых веществ: Таблица взрывопожароопасных, токсических свойств сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства. Классификация технологических блоков объектов по взрывоопасности	В <u>таблице 7</u> приведены взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства. Классификация технологических блоков объектов по взрывоопасности приведена в <u>таблице 8</u>. Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок представлена в <u>таблице 9</u>.
3. Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения	Основные причины, которые могут привести к аварии: 1.отступление от норм технологического регламента; 2.нарушение инструкций безопасного производства работ; 3.несвоевременная ревизия и ремонт трубопроводов, оборудования, арматуры; 4.некачественная подготовка трубопроводов и оборудования после ремонта; 5.неисправность оборудования, трубопроводов, средств автоматизации; 6.ошибочные действия работников; 7.отключение электроэнергии; 8.коррозия оборудования и трубопроводов; 9.разрушение устьевого оборудования. В <u>таблице 10</u> приведен перечень наиболее часто встречающихся или возможных неисправностей и способ их ликвидации (возможные неполадки, неисправности оборудования, трубопроводов, нарушения технологического характера, которые могут привести к аварийной ситуации с выделением нефти и нефтяного газа наружу).
4. Определение границ ответственности при одновременном проведении работ на опасном производственном объекте	В целях чёткого определения границ функциональной, эксплуатационной и процессной ответственности, при одновременном проведении работ СП ОГ и подрядных организаций, участвующих в эксплуатации ОПО, руководствоваться ЛНД Общества: 1. <u>Положение АО «Востсибнефтегаз» «Порядок организации безопасного производства одновременных работ на кустовых площадках скважин, эксплуатируемых Обществом» №П2-10 Р-0003 ЮЛ-107.</u>

	2. <u>Положение АО «Востсибнефтегаз» «О порядке допуска и организации безопасного производства работ подрядными организациями на опасных производственных объектах» №ПЗ-05 Р-0229 ЮЛ-107.</u>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Екимов Владимир Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Производство в нефтяной и газовой промышленности остается потенциально опасным по загрязнению окружающей среды и её отдельных объектов. Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах.

Объекты системы сбора нефти и газа, площадки кустов скважин относятся к объектам повышенной опасности.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима и несоблюдении правил электробезопасности могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

5.1 Вредные и опасные производственные факторы, возникающие на объекте

Опасный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной травмы, острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

В зависимости от количественной характеристики и продолжительности действия опасными могут стать отдельные вредные производственные факторы.

Повышенная опасность процессов добычи, сбора и измерения продукции скважин, подача ингибиторов коррозии, гидратообразования, измерения и распределения количества воды, закачиваемой в водоутилизирующие, водонагнетательные скважины, обусловлена:

- пожароопасностью обрабатываемых веществ: нефтяного газа, нефти и конденсата;
- сосуды, работающие под давлением.;

- повышенной загазованностью, рабочей среды;
- наличием в технологическом процессе едких жидкостей;
- низко расположенных коммуникаций;
- повышенной или пониженной температурой поверхности оборудования, материалов;
- наличием статического электричества на корпусах оборудования и предметов;
- наличием напряжения 380/220 В в сети освещения, электродвигателях и т.д.;
- наличие высокого напряжения (выше 1000В) на объектах питания оборудования мех.добычи (КТП ЭЦН, СУ ЭЦН, кабели питания погружных насосов);
- острыми кромками, заусенцами и шероховатостью на поверхностях инструмента, деталей, оборудования;
- повышенной (более 30 °С) или пониженной (менее 10 °С) температурой в помещениях;
- высокой температурой рабочей среды (более 90 °С) при работе специальной техники паропередвижной установки ППУ и агрегата депарафинизации АДПМ;
- подвижными частями производственного оборудования (вентиляторы и др.);
- отсутствием или недостатком естественного света;
- повышенным уровнем шума и вибрации на рабочем месте;
- наличием возможности падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте;
- наличием кровососущих насекомых, диких животных и ядовитых растений;
- сложными климатическими и дорожными условиями проведения работ.

Основным сырьем и продуктом объектов системы сбора является нефть – ЛВЖ, состоящая из смеси углеводородов.

Легкие газовые фракции, выделяющиеся из нефти, могут привести к образованию взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов.

Для поддержания сооружений системы сбора в рабочем состоянии необходимо следить за режимом работы по показаниям приборов и состоянием технологического оборудования и средств измерений.

При обслуживании объектов системы сбора особое внимание должно быть обращено на:

- герметичность оборудования, фонтанной арматуры, фланцевых соединений;
- состояние сварных швов трубопроводов;
- режим работы электрооборудования.

Технологический процесс связан с добычей флюида под высоким давлением. Разгерметизация фонтанной арматуры ведет к выбросу нефтепродуктов на территорию производственного объекта с возможностью развития аварийной ситуации.

Имеют место следующие виды опасности при ведении технологического процесса:

- высокое давление перекачиваемой среды;
- аварийные ситуации, связанные с разгерметизацией устьевого оборудования и трубопроводов.

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- ошибочные действия работников;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

К основным причинам, связанным с отказом устьевого оборудования и трубопроводов, относятся:

- коррозия устьевого оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механические повреждения или температурная деформация узлов фонтанной арматуры и трубопроводов.

Коррозия трубопроводов может стать причиной разгерметизации. Чаще всего подобные разрушения имеют локальный характер и не приводят к серьезным последствиям.

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация трубопроводов могут привести как к частичному, так и полному разрушению и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Трубопроводные системы и устьевое оборудование являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий. Причинами разгерметизации которых могут быть:

- остаточное напряжение в материале труб в сочетании с напряжением, возникающем при монтаже и ремонте, что может вызвать поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрыв трубопровода;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышения давления и т.п.

Ко второй группе причин возникновения аварийной ситуации на объекте относятся ошибки персонала, которые представляют особую опасность при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных и профилактических работ. В случае неправильных действий обслуживающего персонала существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

К внешним воздействиям природного и техногенного характера относятся:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- подвижка, просадка, пучение грунта.

Электрооборудование в опасных зонах должно иметь взрывозащищенное исполнение, со степенью взрывозащиты, обеспечивающей параметры безопасности согласно таблице 7.

Работы, выполняемые на объектах, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Необходимо осуществлять контроль за исправностью молниеотводов и заземляющих устройств (два раза в год) с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более, чем в 5 раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

5.2 Взрывопожароопасные и токсические свойства используемых и получаемых веществ

В таблице 7 приведены взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства.

Нефть относится к легковоспламеняющимся жидкостям. Категория и группа взрывоопасных смесей нефти с воздухом – ПА-Т3 по ПУЭ. Правила устройства электроустановок, нефтяного газа – ПА-Т1.

Вследствие того, что любой пожар начинается с загорания парогазовой фазы, показатели пожарной опасности паров и газов более важны, чем жидкой фазы.

Основными горючими компонентами нефтяного газа являются предельные углеводороды. Основную массу паров неразгазированной нефти составляют метан (65,77 %) и этан (15,04 %).

Таблица 7 - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, ПРОДУКЦИИ, ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА	АГРЕГАТНОЕ СОСТОЯНИЕ	КЛАСС ОПАСНОСТИ	ТЕМПЕРАТУРА			КОНЦЕНТРАЦИОННЫЙ ПРЕДЕЛ		ХАРАКТЕРИСТИКА ТОКСИЧНОСТИ (ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА)	ПРЕДЕЛЬНАЯ ДОПУСТИМАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ
				ВСПЫШКИ	ВОСПЛАМЕНЕНИЯ	САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ	НИЖНИЙ ПРЕДЕЛ	ВЕРХНИЙ ПРЕДЕЛ		
1	Нефть (ЛВЖ)	Жидкость	III	-21	-	260- 310	2,3 по пропану	9,4	Аллергено-кожно-резорбтивный, резко выраженное действие на слизистую глаз. В больших дозах наркотическое действие вызывает экзему, дерматит. Общетоксичный, сенсibiliзирующий. Возможно отравление парами летучих составляющих при чистке закрытых емкостей. Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение.	10
2	Нефтяной газ (ГГ)	Газ	IV	-	-	356	6,0	13,5		300

5.3 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Классификация технологических блоков объектов по взрывоопасности приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Классификация технологических блоков объектов по взрывоопасности

№	Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющие технологического блока	ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА	КАТЕГОРИЯ ВЗРЫВООПАСНОСТИ	КЛАССЫ ЗОН ПО УРОВНЮ ОПАСНОСТИ ВОЗМОЖНЫХ РАЗРУШЕНИЙ, ТРАВМИРОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА
1	Автоматизированная групповая замерная установка	АГЗУ	20,44	III	B-1г
2	Измерительная Установка	ИУ	20,69	III	B-1г
3	Емкость подземная	Е	9,29	III	B-1г
4	Установка дозирования химреагента	УДХ	7,69	III	B-1а

Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПОМЕЩЕНИЙ, НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК	КАТЕГОРИИ ВЗРЫВООПАСНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ЗДАНИЙ И ПОМЕЩЕНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК	КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОН ВНУТРИ И ВНЕ ПОМЕЩЕНИЙ ДЛЯ ВЫБОРА И УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ (ПУЭ)		ГРУППА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПО САНИТАРНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ
			КЛАСС ВЗРЫВООПАСНОЙ ИЛИ ПОЖАРООПАСНОЙ ЗОНЫ	КАТЕГОРИЯ И ГРУППА ВЗРЫВООПАСНЫХ СМЕСЕЙ	
1	Блок технологический ИУ	A	B-1а	II АТЗ	1в, 2г
2	Блок местной автоматики (БМА)	B4	-	-	2г
3	Установка дозирования химреагентов	A	B-1а	II АТЗ	1в, 2г
4	Блок гребенки (БГ)	A	B-1а	II АТЗ	1б, 2г

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПОМЕЩЕНИЙ, НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК	КАТЕГОРИИ ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ЗДАНИЙ И ПОМЕЩЕНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК	КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОН ВНУТРИ И ВНЕ ПОМЕЩЕНИЙ ДЛЯ ВЫБОРА И УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ (ПУЭ)		ГРУППА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПО САНИТАРНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ
			КЛАСС ВЗРЫВООПАСНОЙ ИЛИ ПОЖАРООПАСНОЙ ЗОНЫ	КАТЕГОРИЯ И ГРУППА ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ СМЕСЕЙ	
5	Запорная арматура	A _н	B-1г	II АТЗ	1в, 2г
6	Свеча рассеивания	A _н	B-1г	II АТ1	2г
7	Емкость подземная дренажная	A _н	B-1г	II АТЗ	1в, 2г
8	Устье газонагнетательной скважины	A _н	B-1г	II АТ1	1б
9	Блок управления (БУ) (шкафного типа, указано для площадки размещения)	A _н	B-1г	II АТ1 II АТЗ	-

5.4 Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения

Аварийная остановка оборудования вызывается необходимостью локализации и ликвидации создавшейся аварийной ситуации, либо разгерметизацией устьевого оборудования и трубопроводов.

Основные причины, которые могут привести к аварии:

- отступление от норм технологического регламента;
- нарушение инструкций безопасного производства работ;
- несвоевременная ревизия и ремонт трубопроводов, оборудования, арматуры;
- некачественная подготовка трубопроводов и оборудования после ремонта;
- неисправность оборудования, трубопроводов, средств автоматизации;

- ошибочные действия работников;
- отключение электроэнергии;
- коррозия оборудования и трубопроводов;
- разрушение устьевого оборудования.

Для каждого вида оборудования, технологического процесса, операции наиболее вероятны некоторые характерные виды аварий. На этом основании необходимо осуществлять надзор за проявлением опасных факторов, которые могут вызвать аварию, и принять меры к ее предотвращению и ликвидации.

В таблице 10 приведен перечень наиболее часто встречающихся или возможных неисправностей и способ их ликвидации (возможные неполадки, неисправности оборудования, трубопроводов, нарушения технологического характера, которые могут привести к аварийной ситуации с выделением нефти и нефтяного газа наружу).

Таблица 10 - Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации

№	ВИД АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА	ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ	ДЕЙСТВИЕ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА ПО УСТРАНЕНИЮ АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ
АРМАТУРА			
1	Повышается давление в выкидном трубопроводе.	Закрыта или недостаточно открыта задвижка на трубопроводе.	Выяснить причину. Открыть задвижку.
		Неисправна устьевая арматура, штуцер.	Выяснить причину, заменить.
		Перемерз трубопровод. Гидратообразование в трубопроводе.	Отогреть паром трубопровод.
2	Повышается давление в затрубном пространстве скважины, оборудованной УЭЦН.	Перемерзание обратного клапана или гидратообразование в затрубной линии фонтанной арматуры	Отогреть паром обратный клапан и затрубную линию.
		Неисправность обратного клапана или задвижки на затрубной линии фонтанной	Выяснить причину, заменить.

№	ВИД АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА	ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ	ДЕЙСТВИЕ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА ПО УСТРАНЕНИЮ АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ
		арматуры.	
3	Пропуски газа, жидкости во фланцевых соединениях запорной арматуры.	Ослабление креплений. Износ прокладок.	Подтянуть фланцы. Сменить прокладки.
4	Невыполнение функции «открытия-закрытия» задвижки.	Отсутствие перемещения шпинделя и запирающего элемента.	Выяснить причину. Отрегулировать задвижку или заменить её.
ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА			
1	Неисправность работы предохранительного клапана в ИУ.	Выход из строя пружин Негерметичность посадочного седла	Клапан заменить на исправный, оттарированный.
2	Утечки через уплотнения соединений трубопроводов, технологического оборудования.	Не подтянут крепеж фланцевых соединений. Износ или повреждение уплотнений (прокладок, колец резиновых уплотнителей).	Подтянуть крепеж. Заменить уплотнения.
3	Повышение давления в емкости сепарационной ИУ.	Загидрачивание или засорение трехходового крана или отводящих трубопроводов.	Очистить трехходовой кран, (пропариванием или другим способом).
4	Трехходовой кран в ИУ не переключается.	Нет питания на двигателе. Заклинивание запорного органа.	Проверить наличие напряжения, электропроводку, работоспособность электродвигателя. Устранить механическое засорение. Заменить уплотнения.
5	Выявление при визуальном осмотре или появление аварийного сигнала об отказе или неисправности какого-либо узла или прибора ИУ.	Отсутствует питание узла или прибора. Нарушение регулировок или выход из строя узла или прибора.	Проверить подключение электропитания и состояние электротехнических элементов согласно схеме. Произвести осмотр, при необходимости обслуживание, ремонт или замену узла, прибора.
6	Отсутствие освещения.	Перегорела лампочка. Неисправен выключатель.	Заменить лампочку. Отремонтировать выключатель.
УСТАНОВКА ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ			
1	Насосный агрегат установки дозирования химреагента не подает жидкость, либо подача недостаточна.	Закрыты запорные вентили на всасывающих трубопроводах.	Открыть запорные вентили на всасывающих трубопроводах.

№	ВИД АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА	ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ	ДЕЙСТВИЕ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА ПО УСТРАНЕНИЮ АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ
		Уровень реагента в баке ниже допустимого. Давление нагнетания велико. Подсасывание воздуха через неплотности всасывающего трубопровода. Загрязнен перекачиваемый реагент: вследствие чего клапаны засоряются и становятся негерметичными.	Заполнить бак химреагентом. Уменьшить давление нагнетания. Тщательно проверить и подтянуть все соединения. Произвести разборку и чистку клапанов. Заменить загрязненный реагент.
2	Передозирование перекачиваемого реагента дозировочным насосом установки.	Реагент постоянно или периодически протекает через рабочую полость гидроцилиндра. Длина хода плунжера велика.	Увеличить давление нагнетания. Уменьшить длину хода плунжера.
3	Чрезмерно большой износ уплотнений.	Уплотнение при пуске агрегата слишком подтянуто. Перекачиваемый реагент содержит твердые частицы.	Ослабить подтяжку уплотнения. Заменить реагент.
4	Нарушение герметичности во фланцевых соединениях.	Недостаточная затяжка гаек. Повреждение или износ уплотнительного кольца.	Затянуть гайки. Заменить кольцо.
5	Отсутствие освещения.	Перегорела лампочка. Неисправен выключатель.	Заменить лампочку. Отремонтировать выключатель.
ГАЗОНАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ			
1	Повышается давление в трубопроводе	Закрыта или недостаточно открыта арматура на трубопроводе Неисправна устьевая арматура Перемерз трубопровод	Выяснить причину. Открыть арматуру Выяснить причину, заменить арматуру, штуцер Отогреть паром трубопровод
2	Пропуски газа, жидкости во фланцевых соединениях запорной арматуры	Ослабление креплений Износ прокладок	Подтянуть фланцы Сменить прокладки
3	Невыполнение функции «открытия - закрытия» арматуры	Неисправность клапана регули-рующего	Выяснить причину. Отрегулировать клапан или заменить его
4	Утечки через уплотнения соединений трубопроводов, технологического оборудования	Не подтянут крепеж фланцевых соединений Износ или повреждение уплот-нений (прокладок,	Подтянуть крепеж Заменить уплотнения

№	ВИД АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА	ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ	ДЕЙСТВИЕ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА ПО УСТРАНЕНИЮ АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ
		колец рези-новых уплотнителей)	
УСТРОЙСТВО ГОРЕЛОЧНОЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ			
1	Уменьшение расхода газа, изменение соотношения расходов на кольцевой щели и форсунке	Внутри горелки застряли инородные предметы	Разобрать, прочистить
2	Чадящее пламя: -форсунки	Наличие конденсата в газе Неправильное соотношение расхода газа в форсунке и кольцевой щели	Удалить конденсат из фильтра блока управления Увеличить (уменьшить) кольцевую щель, сняв или установив регулировочны прокладки

Если возникающие неполадки не приводят к расширению зоны аварийной ситуации, нарушению техники безопасности, то их необходимо устранять силами обслуживающего персонала дежурной смены.

Если неполадки приводят к временному изменению режима, но не вызывают последствий, решение должен принять старший по смене, доложив об этом мастеру ЦДНГ. Далее оповещаются заместитель начальника ПДС (Юр-5). Заместитель начальника ПДС (Юр-5) действует согласно утвержденной схеме оповещения. Работники принимают первоочередные действия по локализации аварийной ситуации.

Если возникшие неполадки не могут быть немедленно устранены и влекут расширение зоны опасности, повышают пожароопасность, то обслуживающему персоналу необходимо принять меры к остановке скважин до устранения неполадок.

Площадка скважин должна быть остановлена в аварийном порядке при:

- нарушении герметичности запорных устройств и фланцевых соединений;

- порывах трубопровода;
- нарушениях санитарного режима и появлении опасности для работников и окружающей среды;
- пожарах, взрывах.

В этих случаях обслуживающий персонал должен действовать согласно Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий АО «Востсибнефтегаз» «Объекта: «Фонд скважин» №ПЗ-05 ПМЛПА-1448 ЮЛ-107.

При аварийной остановке закрывают рабочие задвижки на фонтанной арматуре скважин и плавно снижают давление в системе. Затем закрывают задвижку на выходе из ЗУ на линейной части нефтесборного трубопровода.

После принятия решения об аварийной остановке оператор по добыче нефти и газа должен немедленно оповестить мастера и начальника ЦДНГ. При необходимости – руководство смежных СП.

Далее оповещение производится по утвержденной схеме оповещения.

5.5 Определение границ ответственности при одновременном проведении работ на опасном производственном объекте

В целях чёткого определения границ функциональной, эксплуатационной и процессной ответственности, при одновременном проведении работ СП ОГ и подрядных организаций, участвующих в эксплуатации ОПО, руководствоваться ЛНД Общества:

1. Положение АО «Востсибнефтегаз» «Порядок организации безопасного производства одновременных работ на кустовых площадках скважин, эксплуатируемых Обществом» №П2-10 Р-0003 ЮЛ-107.

2. Положение АО «Востсибнефтегаз» «О порядке допуска и организации безопасного производства работ подрядными организациями на опасных производственных объектах» №ПЗ-05 Р-0229 ЮЛ-107.

Положения обеспечивают:

- соблюдение требований промышленной, пожарной безопасности и охраны труда на объектах производства работ всеми структурными подразделениями АО «Востсибнефтегаз» и Подрядными (Субподрядными) организациями;
- организацию безопасного производства работ при размещении производителей работ на кустовой площадке, организации работ, последовательности технологических операций применительно к условиям кустового строительства и эксплуатации скважин на кустовой площадке;
- порядок взаимодействия Подрядных организаций, разграничение обязанностей и ответственность сторон, участвующих в производственном процессе на кустовых площадках, принятия всего комплекса превентивных мер по исключению возможности возникновения в АО «Востсибнефтегаз» несчастных случаев на производстве, аварий, причинению ущерба окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализирована работа растворно-солевого узла Юрубчено-Тохомского нефтегазового месторождения. Была проработана рациональная планировка с учетом расстановки оборудования и размещения на месторождении, где были решены проблемы с гидратообразованием на залежах с применением растворов CaCl_2 .

Технология приготовления растворов глушения и промывки скважинного оборудования была вычислена путём проведения лабораторных исследований по количеству добавления реагента в воду для доведения необходимых параметров плотности.

Суточное приготовление и расход растворов CaCl_2 для предотвращения гидратообразования на скважинах и выкидных линиях составляет $V=29,6 \text{ м}^3$ с температурным режимом приготовленного раствора 87°C плотность $1,28 \text{ кг/м}^3$.

Растворно-солевой узел был выбран в качестве объекта исследования, так как производимые в ходе его работы жидкости глушения является широко применимым и востребованным продуктом, предназначенным для борьбы с гидратообразованием.

В результате работы подтверждена неэффективность применения химического реагента «МЕТАНОЛ» по причине его значительного газового фактора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный Закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. от 29.12.2022)
2. Об охране окружающей среды: Федеральный закон РФ от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 14.07.2022, с изм. от 30.05.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023).
3. Об охране атмосферного воздуха: Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 11.06.2021),
4. Об отходах производства и потребления: Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 30.05.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023).
5. О водоснабжении и водоотведении: Федеральный закон от 07.12.2011 г. № 416-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023).
6. РСН 68-87. Проектирование объектов промышленного и гражданского назначения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. -М., 1987.
7. ГОСТ Р 12.3-047-98. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов.
8. ГОСТ Р 51330.5-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Ч. 4. Метод определения температуры самовоспламенения.
9. ГОСТ Р 51330.9-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Ч. 10. Классификация взрывоопасных зон.
10. НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией
11. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утв. ГГТН России.
12. СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий.

13. СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
14. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
15. СП 12.13130.2009 Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
16. Инструкции по промышленной безопасности и охране труда по профессиям
17. Инструкции по видам работ
18. Инструкция по охране труда для не электротехнического персонала с 1-й группой по электробезопасности;
19. Инструкция по безопасной эксплуатации электрического освещения.
20. Общая инструкция о мерах пожарной безопасности;
21. Инструкция о мерах пожарной безопасности на РСУ;
22. Инструкция по организации и безопасному проведению огневых работ;
23. Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию всех видов огнетушителей;
24. Инструкция о мерах пожарной безопасности в административных зданиях и помещениях;
25. Инструкция о мерах пожарной безопасности при осуществлении сотрудниками (охранниками) СБ (охраны) контрольно-пропускных функций на производственных объектах;
26. Инструкция по эксплуатации систем пожарной сигнализации дежурным персоналом объекта и действиям при срабатывании пожарной сигнализации.
27. Инструкция по охране труда при работах на открытом воздухе в холодное время года;

28. Инструкция по применению промышленных фильтрующих и шланговых противогазов;

29. Инструкция по оказанию первой (доврачебной) помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве;

30. Инструкция о порядке обеспечения рабочих и служащих специальной одеждой и специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты;

31. Инструкция по общим правилам охраны труда, гигиены труда и производственной санитарии.

32. Инструкция по охране труда при работе с пенообразователем.

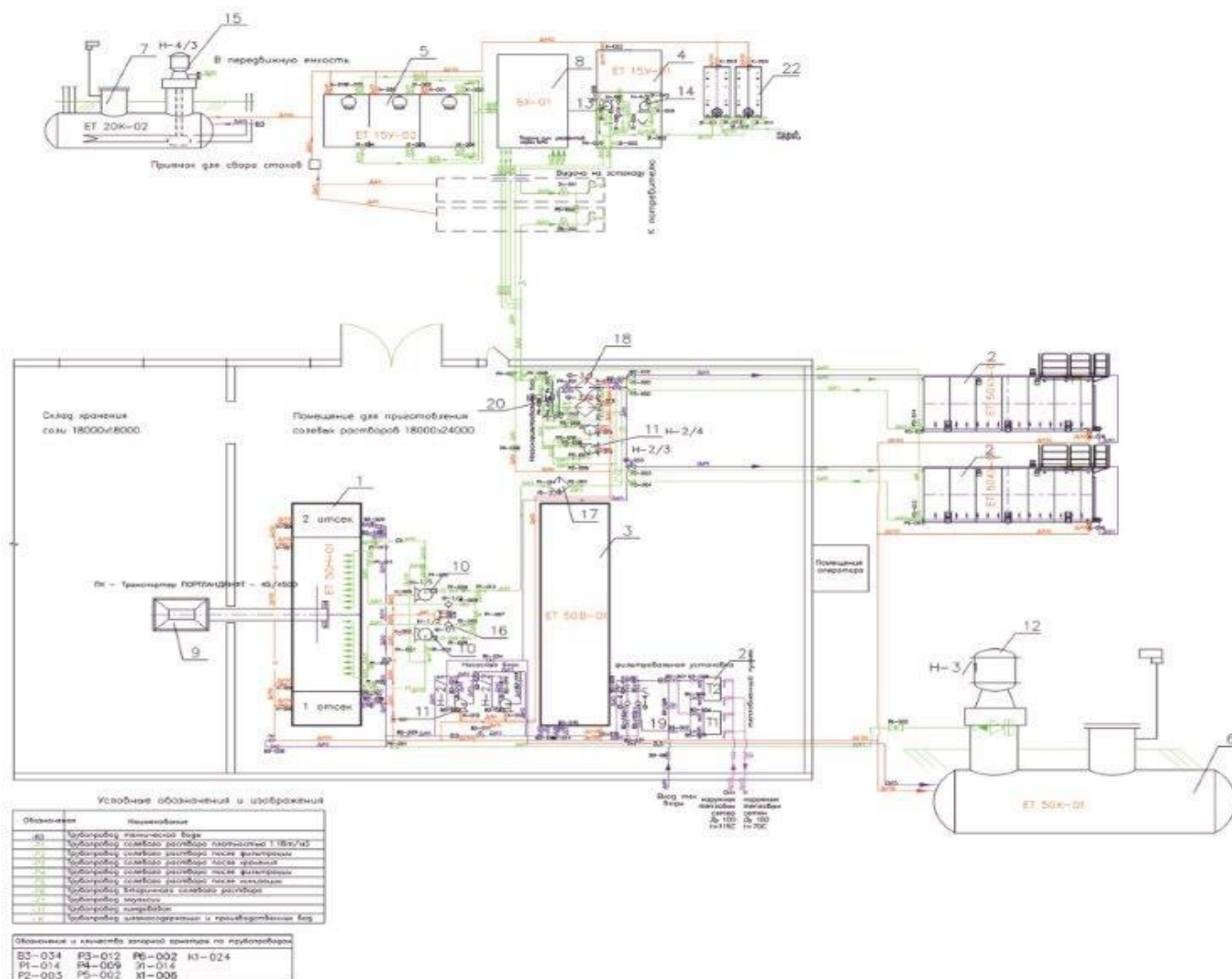
33. Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, объекты обеспечения производственной деятельности ОАО "ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ" РАСТВОРНО-СОЛЕВОЙ УЗЕЛ на промышленной площадке ЮР-5.

34. Технологический регламент 2277/6-26-00-ТР рабочая документация

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Технологическая схема растворо-солевого узла

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Генеральный план размещения оборудования растворо-солевого узла

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Схема автоматизации растворо-солевого узла

[illegible]

Поз.	Обозначение	Назначение	Кол.	Масса, кг	Прим. зам.
1	ET 50H-01	Емкость приютвления саевого расбора	1	50	мЗ
2	ET 50KY-01	Емкость хранения саевого расбора	2	50	мЗ
3	ET 50B-01	Емкость хранения темпического вора	1	50	мЗ
4	ET 15Y-01	Уах приуветвления расбора	1	15	мЗ
5	ET 15Y-02	Емкость хранения киреветвления	1	15	мЗ
6	ET 50Y-01	Емкость сбора приуветвления	1	50	мЗ
7	ET 20K-02	Емкость хранения реветвления расбора	1	20	мЗ
8	BK-01	Ванна для обработки и перекачки для расбора	1		
9	ПК	Ператодорный комплект	1		
10	H-1/1,2	Насос центробежный АЭС-65-400	2		
11	H-2/1,2,3,4	Насос центробежный АБС-40-200-6	4		
12	H-3/1	Насос центробежный латерная АЛТ 65-50-1608 К-2,5-СД	1		
13	H-4/1	Насос осеводночный УОДН(Б) 170-150-125-18,5-М	1		
14	H-4/2	Насос шестеренчатый НШБ-25-2,5-В-10	1		
15	H-4/3	Насос лопастной НБД 50/50-2,5-10	1		
16	Ф-1/1,2	Фильтр сетчатый грубой очистки АРКА 3. Тал	2		
17	Ф-2/1	Фильтр сетчатый, ленточный с обратным клапаном НТБ-50	1		
18	Ф-3/1,2	Фильтры эжекторные, песчаный и тонкий очистки эжектор расбора ЕС1-25 FILTER = АБ	2		
19	Ф-4/1,2	Ванна для очистки фильтров НТБ-25	1		
20	МО1	Насосная установка	1		
21	П. 12	Плоскостная раковина темпобезопасная	2		0,5М
22	ET 25H-01	Емкость для налива	2	25	мЗ

Генеральный план размещения оборудования расстворно-солевого узла



Условные обозначения инвентаря сетей

№	Наименование	Количество
1	Оборудование насосное	8
2	Оборудование насосное	12
3	Оборудование насосное	11
4	Оборудование насосное	10
5	Оборудование насосное	10
6	Оборудование насосное	10
7	Оборудование насосное	10
8	Оборудование насосное	1
9	Оборудование насосное	10
10	Оборудование насосное	10
11	Оборудование насосное	10
12	Оборудование насосное	10
13	Оборудование насосное	10
14	Оборудование насосное	10
15	Оборудование насосное	10
16	Оборудование насосное	10
17	Оборудование насосное	10
18	Оборудование насосное	10
19	Оборудование насосное	10
20	Оборудование насосное	10
21	Оборудование насосное	10
22	Оборудование насосное	10
23	Оборудование насосное	10
24	Оборудование насосное	10
25	Оборудование насосное	10
26	Оборудование насосное	10
27	Оборудование насосное	10

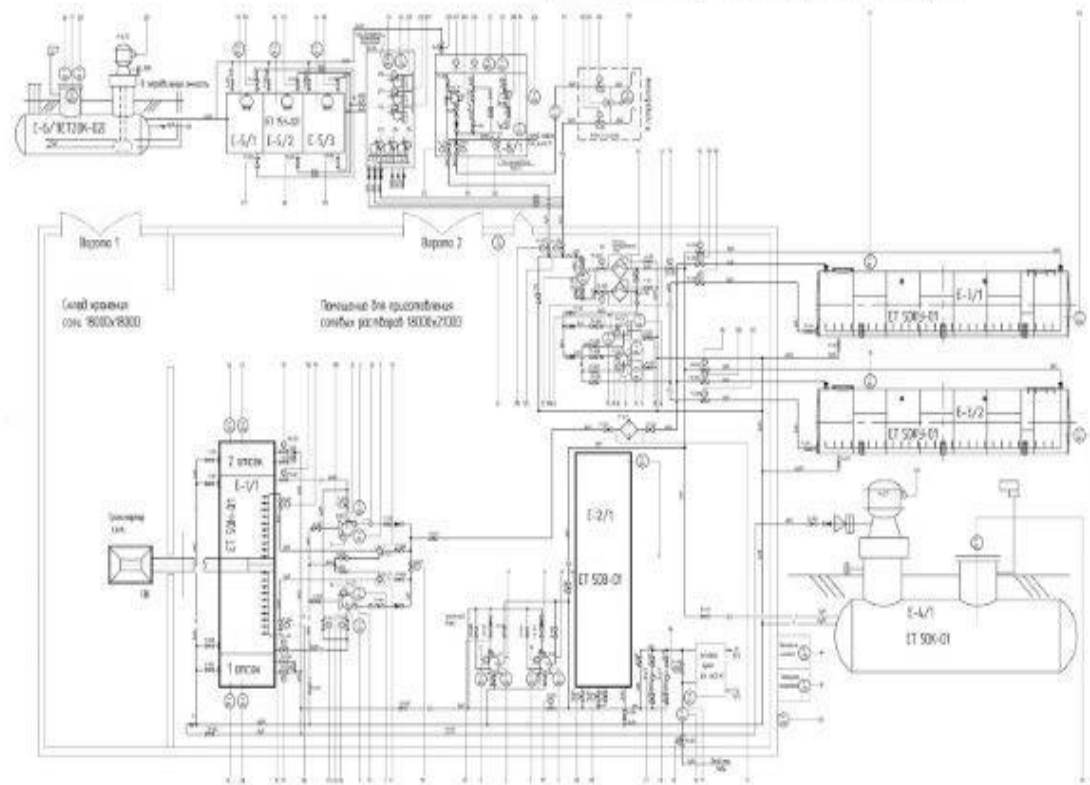
Условные обозначения

Наименование	Получение
Линейный отвод от основной	—○—○—
Линейный отвод от основной	—○—○—
Линейный отвод от основной	—○—○—
Линейный отвод от основной	—○—○—
Линейный отвод от основной	—○—○—

Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование	Примечание
1	Здание насосной станции	
2	Здание насосной станции	
3	Здание насосной станции	
4	Здание насосной станции	
5	Здание насосной станции	
6	Здание насосной станции	
7	Здание насосной станции	
8	Здание насосной станции	
9	Здание насосной станции	
10	Здание насосной станции	
11	Здание насосной станции	
12	Здание насосной станции	
13	Здание насосной станции	
14	Здание насосной станции	
15	Здание насосной станции	
16	Здание насосной станции	
17	Здание насосной станции	
18	Здание насосной станции	
19	Здание насосной станции	
20	Здание насосной станции	
21	Здание насосной станции	
22	Здание насосной станции	
23	Здание насосной станции	
24	Здание насосной станции	
25	Здание насосной станции	
26	Здание насосной станции	
27	Здание насосной станции	

Схема автоматизации растворно-солевого узла

[illegible]

		Month											
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Year	2010	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2011	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Quarter	1st	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2nd	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Semester	1st	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2nd	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fiscal Year	2010-11	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2011-12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

[illegible][illegible]

Приложение № 3

[illegible]