

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ТОО «Кулсарыгаз»
ЖШС

Капанов Н. Т.

_____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Урихтау Оперейтинг»

Таспихов А.С.

_____ 2021 г.

ПРОГРАММА

проведения пусконаладочных работ объекта:
«Обустройство нефтяной оторочки
месторождения Урихтау. Корректировка 4»

Технический директор

Рахымберди Р.

Директор проектного офиса

Сахиев Ж.У.

Главный технический менеджер

Кубешов А.М.

Разработали:

Начальник УДНГ

Бактыбергенов Д.К.

Ведущий инженер технолог

Кенесов Д.И.

Ведущий инженер АСУТП

Маканов Б.

Ведущий инженер механик

Илиясов К.

г. Актобе, 2021 год.

СОСТАВ ПРОГРАММЫ

1	ВЕДЕНИЕ	1
2	ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	1
3	ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ	3
4	ОРГАНИЗАЦИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ	5
4.1	ЭТАПЫ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ	6
4.1.1	ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП	6
4.1.2	ЭТАП ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ	7
5	СИСТЕМА СВЯЗИ И ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ	7
5.1	ОБЩИЕ ДАННЫЕ.	7
5.2	ПОРЯДОК И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	7
5.3	ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ.	8
5.4	ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РАБОТ	8
6	СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ	8
6.1	ПОРЯДОК И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	8
6.2	ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ ПС.	9
7	СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ И КИП.	9
7.1	ПОРЯДОК И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	9
7.2	ПРОВЕДЕНИЕ ПРОВЕРКИ И НАЛАДКИ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И КИП.	10
7.3	ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	11
7.3.1	ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ УОГ	11
7.3.2	ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ БДР	15
7.3.3	ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ КУУГ	16
7.3.4	ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ АЗОТНОЙ СТАНЦИИ И ВОЗДУХА КИП	22
7.3.5	ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ КРАНОВЫХ УЗЛОВ НА ГАЗОПРОВОДЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (8 ШТ.)	22
7.3.6	КИП И ЛСУ НА ПЛОЩАДКЕ КУУГ (ФАКЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА, ДРЕНАЖНЫЕ ЕМКОСТИ, ФАКЕЛЬНЫЕ СЕПАРАТОРЫ ФС-3, ФС-4, УЗЕЛ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПЕРЕД УКПГ-40).	23
7.3.7	КАМЕРА ЗАПУСКА СКРЕБКА И КАМЕРА ПРИЕМА СКРЕБКА НА ГАЗОПРОВОДЕ ДНС – УКПГ-40.	23
7.3.8	ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ АГРС	23
7.3.8.1	ИЗМЕРЕНИЕ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ СЛЕДУЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ	24
8	ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ	27

8.1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	27
8.2	ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	27
9	ЭТАП КОМПЛЕКСНОГО ОПРОБОВАНИЯ	28
10	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПУСКА	30
11	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.	38

1. ВВЕДЕНИЕ

Программа пусконаладочных работ предназначена:

- Для установления единых требований к пусконаладочным работам оборудования, трубопроводов и систем, применяемых на объектах ТОО «Урихтау Оперейтинг» по проекту «Обустройство нефтяной оторочки м/р Урихтау. Корректировка 4» исходя из фактических условий и требований к их использованию;
- К пусконаладочным работам относится комплекс работ, выполняемых в период комплексного опробования оборудования с целью обеспечения параметров и режимов, заданных проектом.

2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ОБЪЕКТ - комплекс трубопроводов, узлов, конструкций, инфраструктуры, оборудования и систем входящих в объем строительно-монтажных работ согласно проектно-сметной документации «Обустройство нефтяной оторочки м/р Урихтау. Корректировка 4».

АВТОНОМНАЯ НАЛАДКА – часть пусконаладочных работ, обеспечивающих проверку выполнения требований, предусмотренных рабочей и эксплуатационной документацией, техническими условиями, и необходимых для подготовки и проведения индивидуальных испытаний оборудования.

ВВОД ЗАКОНЧЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВОМ ОБЪЕКТА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ – процесс по началу использования законченного строительством объекта по назначению (приемка объектов комиссией, утверждение акта приемки органом, назначившим комиссию, получение разрешения на ввод в эксплуатацию по установленной форме).

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК (ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК) – организация, ответственная за выполнение комплекса проектных и изыскательских работ по проектируемому объекту на основании договора с заказчиком.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ (ПОСТАВЩИК) ОБОРУДОВАНИЯ – организация, изготавливающая / поставляющая на основании договора с Заказчиком оборудование, средства механизации и автоматизации, управления и контроля с повышенной степенью заводской готовности.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ – комплекс мероприятий по наладке, включающий монтажные и пусконаладочные работы, обеспечивающие выполнение требований, предусмотренных рабочей документацией, стандартами и техническими условиями, необходимыми для проведения индивидуальных испытаний отдельных машин, механизмов и агрегатов с целью подготовки оборудования к приемке рабочей комиссией для комплексного опробования.

КОМИССИЯ ПО ПРИЕМКЕ ОБЪЕКТА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ – временный коллегиальный орган уполномоченных должностных лиц, устанавливающий и документально подтверждающий соответствие законченного строительством объекта утвержденной в установленном порядке проектной документации и требованиям нормативных документов, а также готовность его к вводу в эксплуатацию.

КОМПЛЕКСНОЕ ОПРОБОВАНИЕ – комплекс пусконаладочных работ, выполняемых по оборудованию, по которому закончены и оформлены индивидуальные испытания, до ввода законченного строительством объекта в эксплуатацию.

Примечание: В период комплексного опробования выполняется проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проектом технологическом процессе «на холостом ходу» с последующим переводом оборудования на работу «под нагрузкой» и выводом на устойчивый проектный технологический режим,

обеспечивающий выпуск продукции в объеме, установленном на текущий период освоения проектной мощности объекта.

ОБОРУДОВАНИЕ И СИСТЕМЫ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ – оборудование и системы, не принимающие непосредственного участия в основном технологическом процессе, но обеспечивающие отвод, хранение и транспортировку неосновных (побочных) продуктов технологического процесса.

ОБОРУДОВАНИЕ И СИСТЕМЫ ОСНОВНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ – оборудование и системы, являющиеся составной частью технологического блока или технологической линии (сосуд, аппарат и т.п.), обеспечивающее основной технологический процесс.

ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК) - юридическое лицо, которое выполняет определенную работу по договору подряда, заключенному с заказчиком.

ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ – перечень мероприятий, проводимых с оборудованием в процессе выполнения пусконаладочных работ. Работы и мероприятия, выполняемые в период подготовки и проведения комплексного опробования оборудования, указанные в п. 6, осуществляются по программе и графику, разработанным заказчиком или по его поручению пусконаладочной организацией и согласованным с генеральным подрядчиком и субподрядными монтажными организациями и при необходимости - с шефперсоналом предприятий-изготовителей оборудования.

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ – документация, содержащая материалы в текстовой и графической форме и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности объектов капитального строительства.

ПУСКОНАЛАДОЧНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ - организация, выполняющая определенный объем пусконаладочных работ по договору подряда на выполнение пусконаладочных работ, и имеющая свидетельство о допуске на осуществление работ, оказывающих влияние на безопасность объектов капитального строительства.

ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ – комплекс работ, выполняемых на смонтированном оборудовании в период подготовки и проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования.

Примечание: Пусконаладочные работы включают устранение возможных ошибок, допущенных на стадии проектирования и монтажа, подготовку к пуску и пуск оборудования на холостом ходу, перевод его на работу под нагрузкой и последующий вывод на устойчивый технологический режим согласно рабочей документации.

Слово «оборудование» охватывает всю технологическую цепочку объекта, т.е. комплекс технологического и всех других видов оборудования и трубопроводов, электротехнические, санитарно-технические и другие устройства и системы автоматизации, обеспечивающую выпуск первой партии продукции, предусмотренной проектом.

ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ «В ХОЛОСТУЮ» («НА ХОЛОСТОМ ХОДУ») – период пусконаладочных работ, следующий за приемкой оборудования для проведения пусконаладочных работ и обеспечивающий выполнение требований, предусмотренных рабочей документацией, стандартами и техническими условиями с целью проверки работоспособности оборудования (групп оборудования) и средств автоматики при его (их) работе без использования рабочих (технологических) потоков.

ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ «ПОД НАГРУЗКОЙ» – период, включающий пусконаладочные работы, выполняемые после пусконаладочных работ «вхолостую», и

проведение комплексного опробования работы оборудования с использованием рабочих (технологических) потоков.

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ – пакет текстовых и графических документов, обеспечивающих реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта капитального строительства, необходимых для производства строительных и монтажных работ, обеспечения строительства оборудованием, изделиями и материалами и/или изготовление строительных изделий.

СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – юридическое лицо, основным видом деятельности которого является выполнение работ по возведению, реконструкции и капитальному ремонту зданий и сооружений, монтажу оборудования и других строительно-монтажных работ по договорам подряда и имеющая свидетельство о допуске на осуществление данных работ.

СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ – комплекс видов работ, включающий строительные работы, работы по шефмонтажу и наладке оборудования, выполнение которых необходимо для осуществления ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – машины, аппараты и установки, производящие промышленную продукцию и осуществляющие автоматическое управление технологическими процессами.

РАБОЧАЯ КОМИССИЯ – совместный рабочий орган, созданный для приемки качества выполненных работ после индивидуальных испытаний.

ПРИЕМОЧНАЯ КОМИССИЯ – совместный рабочий орган, созданный для приемки объекта в эксплуатацию после проведения комплексного опробования.

ДНС – дожимная насосная станция.

УОГ – установка осушки газа.

КУУГ – коммерческий узел учета газа.

КУ – крановый узел.

АГРС – автоматизированная газораспределительная станция.

ГРС – ТОО «Газ Процессинг Компани».

УКПГ-40 – установка комплексной подготовки газа.

УПГ – установка подготовки газа.

КОА – ТОО «Казахойл Актобе».

ПНР – пусконаладочные работы

АКС – азотная компрессорная станция с воздухом КИП

БДР – блок дозирования реагентов

3. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основной задачей ПНР является проверка работоспособности смонтированного технологического оборудования и систем, их готовности к выполнению функций, как самостоятельного оборудования, так и в составе технологического комплекса с выводом на устойчивый проектный технологический режим, установленный рабочей документацией.

Результатом ПНР является выход объекта на стабильный технологический режим работы и передача его заказчику с оформлением Акта комиссии о приемке оборудования после комплексного опробования.

С целью подготовки оборудования к приемке рабочей комиссией для комплексного опробования будут проведены пусконаладочные работы в период индивидуальных испытаний оборудования, обеспечивающие выполнение требований, предусмотренных рабочей документацией, стандартами и техническими условиями на отдельные машины, механизмы, аппараты и агрегаты. До начала индивидуальных испытаний смонтированного оборудования осуществляются наладочные работы по электротехническим устройствам, автоматизированным системам управления, систем связи, электрохимзащиты, пожарной сигнализации, технологическому, теплоэнергетическому и некоторым другим видам оборудования, выполнение которых обеспечивает проведение индивидуальных испытаний технологического оборудования - завершающего этапа работ по монтажу этого оборудования (согласно СП РК 3.05-103-2014).

По результатам индивидуальных испытаний оборудования должно быть составлены акты, для последующего выполнения комплексного опробования объекта, подписанные рабочей комиссией в следующем составе:

1. Заказчик – ТОО «Урихтау Оперейтинг»;
2. Генеральный подрядчик – ТОО «Кульсарыгаз»;
3. Подрядчик – ТОО «Альянсэнергопром» (в части УОГ);
4. Авторский надзор - филиал «КМГ Инжиниринг» ТОО «КазНИПИмунайгаз»;
5. Технический надзор - ТОО «Мунайгаз Инжиниринг».

Участники ПНР при комплексном опробовании:

1. Заказчик – ТОО «Урихтау Оперейтинг»;
2. Генеральный подрядчик – ТОО «Кульсарыгаз»;
3. Подрядчик – ТОО «Альянсэнергопром»;
4. Подрядчик по ПНР при комплексном опробовании – при необходимости;
5. Авторский надзор - филиал «КМГ Инжиниринг» ТОО «КазНИПИмунайгаз»;
6. Технический надзор: ТОО «Мунайгаз Инжиниринг»

Основными этапами ПНР являются:

- **подготовительный этап;**
- **индивидуальные испытания** (*поузловая наладка оборудования, пробные пуски оборудования*);
- **комплексное опробование** (*пуск оборудования и систем в работу в соответствии с проектными технологическими режимами*).

3.1. ПОРЯДОК ПРИЕМКИ ОБЪЕКТА ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И МОНТАЖА ОБОРУДОВАНИЯ

Готовность систем и оборудования для проведения комплексного опробования оборудования, трубопроводов и систем в рамках ПНР должна быть оформлена Актом (подписывается рабочей комиссией), который включает в себя завершение СМР и всех необходимых испытаний на прочность и герметичность оборудования трубопроводов и систем, проверку монтажа средств измерений, оборудования и трубопроводов на соответствие проектной и рабочей документации, технической документации и инструкциям изготовителей (поставщиков) оборудования.

На выполненный комплекс СМР строительной-монтажной организацией должна быть оформлена исполнительная документация в полном объеме и передана заказчику до начала проведения комплексного опробования. Перечень производственной/исполнительной документации, оформляемой при монтаже оборудования, и должен соответствовать СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

На оборудовании, трубопроводах и системах, передаваемых для проведения ПНР, генеральный подрядчик должен обеспечить выполнение следующих подготовительных работ:

- очистку внутренних полостей трубопроводов, емкостного оборудования и агрегатов;
- загрузку программного обеспечения систем автоматического управления и контроля, систем охранной и пожарной сигнализации;
- подключение систем связи, охраны, видеонаблюдения, охранной сигнализации, оповещения персонала;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность в соответствии с требованиями СП РК 3.05-103-2014, Требования промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов. Приказ Министра по ЧС от «27» июля 2009 года № 176, СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов», Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, согласно условиям, которые должны быть указаны в рабочей документации;
- устранение замечаний, выявленных в ходе СМР.

После завершения индивидуальных испытаний генеральный подрядчик направляет уведомление заказчику о готовности оборудования к комплексному опробованию оборудования, трубопроводов и систем.

Затраты, связанные с монтажом, ревизией и индивидуальными испытаниями оборудования будут возмещены генеральным Подрядчиком поставщикам оборудования, в связи с чем в смете на пусконаладочные работы учитываться не должны (согласно пп. 2, п. 9, главы 1 Приложения 9 к приказу Председателя Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-н «Нормативный документ по определению сметной стоимости пусконаладочных работ при вводе в эксплуатацию объектов строительства в Республике Казахстан»).

После окончания комплексного опробования Заказчик на основании письма от генподрядчика формирует комиссию по приемке объекта в эксплуатацию.

4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ .

- Заказчик должен обеспечить выполнение следующих организационных мероприятий по проведению ПНР:
- согласовать программу и графики проведения ПНР с генеральным подрядчиком и субподрядными монтажными организациями и при необходимости - с шефперсоналом предприятий-изготовителей оборудования;
- обеспечить организационный и технический контроль проведения ПНР;
- при одновременном выполнении работ на объекте несколькими подрядными организациями заказчик обязан организовать взаимодействия работников подрядных организаций.

Генеральная и субподрядная организации в период комплексного опробования оборудования на эксплуатационных режимах обеспечивают дежурство своего инженерно-технического персонала для оперативного привлечения соответствующих работников к устранению выявленных дефектов строительных и монтажных работ.

До начала индивидуальных испытаний технологического оборудования, осуществляются ПНР электротехнических устройств, автоматизированных систем управления, санитарно-технического и теплосилового оборудования, выполнение которых обеспечивает проведение индивидуальных испытаний технологического оборудования.

ПНР электротехнического оборудования на объектах энергоснабжения и энергообеспечения должны проводиться в соответствии с требованиями СНиП, ПУЭ, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

ПНР по автоматизированным и автоматическим системам различного назначения должны проводиться в соответствии с требованиями технологического регламента, СНиП, ПУЭ, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.

4.1. ЭТАПЫ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

4.1.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП

На подготовительном этапе выполняется комплекс мероприятий по организационному, техническому и материальному обеспечению ПНР.

Организационное обеспечение предполагает выполнение следующих мероприятий:

- заключение договоров заказчиком на оказание услуг по обслуживанию оборудования при проведении ПНР (в случае отсутствия собственного эксплуатационного персонала у заказчика) до подачи энергоносителей (электроэнергии, тепла, воды, газа) для проведения ПНР и до ввода законченного строительством объекта в эксплуатацию;
- заключение договоров на оказание услуг по предупреждению, профилактике и тушению пожаров;
- заключение договора на предоставление услуг скорой медицинской помощи;
- подготовка эксплуатационного персонала, необходимого для организации надежной и безопасной эксплуатации оборудования на всех этапах ПНР;
- разработка мероприятий по соблюдению требований правил по охране труда, промышленной, пожарной, газовой безопасности, в том числе оформление допуска работников подрядной организации к выполнению ПНР на конкретном объекте.

Техническое обеспечение ПНР включает следующие мероприятия:

- предоставление рабочей и эксплуатационной документации.

Материальное обеспечение ПНР включает:

- со стороны Заказчика: энергоресурсы, средства связи, ингибитор коррозии
- со стороны пусконаладочной организации: испытательное оборудование, средства измерений, расходные материалы, вспомогательное оборудование, оперативный транспорт, специализированная техника и др.

Перед подачей энергоносителей на объекты ПНР персонал Исполнителя ПНР должен пройти инструктаж (вводный и первичный) по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, а также по правилам безопасного выполнения работ. Ответственность за организацию и проведение всех видов инструктажей несет Заказчик.

Обеспечивающие ПНР операции по подаче сырья и его удалению из системы, подаче и отключению электрической энергии, подаче и удалению из системы вспомогательных реагентов и материалов должен производить только персонал Заказчика на основании письменного запроса пусконаладочной организации. При выполнении обеспечивающих ПНР операций работники службы эксплуатации должны обеспечить соблюдение правил безопасного

проведения этих работ: оградить территорию, установить предупреждающие плакаты и знаки, удалить из зоны проведения испытаний персонал, не занятый в этой работе.

4.1.2. ЭТАП ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Индивидуальные испытания включают:

- проверку систем энергоснабжения и общеинженерного обеспечения, включая испытания «на холостом ходу» машин, механизмов и агрегатов с соблюдением требований, предусмотренных технической документацией изготовителя (поставщика) оборудования, а также оборудования и систем вспомогательного производственного назначения;
- проверку систем безопасности объектов, пожарной сигнализации, связи и телекоммуникации на площадках;
- проверку систем автоматизации (автономная наладка);
- проверку технологического оборудования;
- приемку технологического оборудования после завершения испытаний для проведения комплексного опробования.

Индивидуальные испытания систем и оборудования проводят согласно требованиям, приведенным в СНиП по производству соответствующего вида монтажных работ.

5. СИСТЕМА СВЯЗИ И ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

Наладочные работы сетей связи (система связи и видеонаблюдения) должны быть проведены во время индивидуальных испытаний и завершены до начала комплексного опробования объекта.

5.1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ.

Проведение мероприятий по наладочным работам оборудования средств связи, оборудования локально-вычислительной сети (ЛВС) для передачи данных АСУТП, IP телефонии, видеонаблюдения, пожарной сигнализации на площадках КУУГ, УОГ, АКС, БДР, АГРС, крановых узлах (10 шт.).

5.2. ПОРЯДОК И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ.

На первой стадии выполняются **подготовительные работы**, изучается проектная документация, основные характеристики оборудования ЛВС, выполняется монтаж оборудования связи согласно рабочему проекту. Осуществляется подключение и проверка видеонаблюдения, IP телефонии, пожарной сигнализации радиорелейного оборудования и АСУТП. Проверка кабельных линий и их параметров будет производиться специализированными приборами, анализаторами и мегомметром, а также будет производиться измерения их сопротивления изоляции согласно нормам ПТЭ и ПУЭ.

Низковольтные силовые кабели до 1000В. – сопротивления изоляции должно быть не ниже 0,5 (МОм).

Контрольные кабели должны иметь сопротивления изоляции не ниже 1 (МОм).

На второй стадии выполняются работы по **автономной наладке** систем ЛВС, конфигурирование оборудования «Cisco», «МОХА», радиорелейного оборудования и камер

видеонаблюдения с активацией лицензий AXIS при которых система связи может быть введена в эксплуатацию.

Окончание наладочных работ фиксируется соответствующим актом.

5.3.ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ.

Испытания всего оборудования, установленного по проекту «Обустройство нефтяной оторочки месторождения Урихтау при опытно-промышленной эксплуатации. Корректировка 4» проводятся в течение 72 часов непрерывной работы с оценкой качественных показателей передачи данных, с последующим фиксированием всех сбоев и ошибок. При выявлении сбоев, обрывов передачи данных по каналу связи, сбоев в работе систем, испытания повторяются.

При пусконаладочных работах осуществляется комплексная проверка:

- соответствия параметров установленного оборудования, а также соответствия качества их изготовления и монтажа требованиям ТУ и СНИП РК 03.02-10-2010г. и соответствие показаний оборудования заданным проектной документацией;
- определение пригодности ЛВС в целом к её дальнейшей эксплуатации, методом измерения целостности ЛВС и подключения к ней оборудования новых кабелей.
- проверка основных параметров необходимых для осуществления дальнейшей эксплуатации объекта в безаварийном и автоматическом режимах, заданных в предоставленные документации;
- проверка формирования необходимых отчетных, архивных, исторических данных;
- по окончании индивидуальных и комплексных испытаний оформляются соответствующие протоколы испытаний и акты пуско-наладочных работ.

5.4.ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РАБОТ

Основным критерием оценки качества выполненных работ по сетям связи и видеонаблюдения является качественное обеспечение каналов связи для сигналов АСУТП, IP телефонии, видеонаблюдения, пожарной сигнализации, а также поставленное оборудование должно обеспечивать безотказную работу в течение установленного срока.

6. СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

Наладочные работы системы пожарной сигнализации должны быть проведены во время индивидуальных испытаний и завершены до начала комплексного опробования объекта.

6.1. ПОРЯДОК И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

На первой стадии выполняются **подготовительные работы**, изучается проектная документация системы пожарной сигнализации, основные характеристики оборудования. Выполняется монтаж оборудования ПС. Выполняется подключение локальных систем пожарной сигнализации объектов (УОГ, БДР, КУУГ, крановых узлов, АГРС) к существующей системе пожарной сигнализации в операторной ДНС. Осуществляется подключение и проверка датчиков с необходимой регулировкой отдельных элементов аппаратуры.

На второй стадии выполняются работы по **автономной наладке** систем ПС, конфигурирование контроллерного оборудования, рабочего места оператора. При этом осуществляется: проверка монтажа оборудования ПС (тепловые и дымовые датчики, ППКОП, оповещателей и др.) на соответствие требованиям инструкций предприятий-изготовителей, а также проектной документации, проверка правильности маркировки (по необходимости), проверка подключения и фазировки электрических проводов, характеристик исполнительных

механизмов (оповещателей). По окончании проверки контрольных цепей и подключений выполняется настройка датчиков и приборов, установленных на технологических установках, площадках. После проводится анализ работы системы по имитируемым сигналам, настройка логических и временных взаимосвязей систем сигнализации, проверка правильности прохождения сигналов, о статусах. Производится наладка системы пожарной сигнализации и оповещения.

На третьей стадии выполняются работы по **комплексной наладке** системы пожарной сигнализации, после завершения всех электромонтажных работ и индивидуальных испытаний оборудования. Доведение параметров настройки датчиков и каналов связи, до значений, при которых система может быть использована в эксплуатации. При этом осуществляются комплексные испытания всего смонтированного оборудования ПС совместно с представителями смежных подрядных организаций, от которых зависит комплексная наладка (электроснабжение, связь и т.д.). По окончании первичного опробования ПС в комплексе, производится полный анализ работы.

Все работы на данной стадии выполняются после полного окончания строительно-монтажных работ. Окончание пусконаладочных работ фиксируется актом выполненных работ.

6.2. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИИ СИСТЕМЫ ПС.

Во время пусконаладочных работ осуществляется проверка:

- соответствия параметров установленного оборудования, а также соответствия качества их изготовления и монтажа требованиям ТУ и СНиП, и соответствие показаний приборов заданным проектной документацией;
- определение соответствия порядка отработки устройств и элементов систем сигнализации, блокировок, оповещения в соответствии с предоставленной документацией;
- определение пригодности АПС в целом к её дальнейшей эксплуатации;
- проверка основных параметров необходимых для осуществления дальнейшей эксплуатации объекта в безаварийном и автоматическом режимах, заданных в предоставленной документации;
- проверка формирования необходимых отчетных, архивных, исторических данных;
- по окончании индивидуальных и испытаний оформляются соответствующие протоколы и акты.

7. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ И КИП.

Наладочные работы АСУТП должны быть проведены во время индивидуальных испытаний и завершены до начала комплексного опробования объекта.

7.1. ПОРЯДОК И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

На первой стадии выполняются **подготовительные работы**, изучается проектная документация системы автоматизации, основные характеристики КИП. Заказчик предоставляет согласованные аварийные уставки, блокировки, сигнализация. Выполняется монтаж серверного и контроллерного оборудования, рабочих станций с установленной ОС и АРМ оператора. Выполняется подключение шкафа АСУ, серверного оборудования, рабочих станций к общему электроснабжению. Осуществляется подключение и проверка приборов и средств автоматизации с необходимой регулировкой отдельных элементов аппаратуры.

На второй стадии выполняются работы **по автономной наладке** систем автоматизации и КИП, конфигурирование контроллерного оборудования, плат ввода/вывода, серверов, рабочих мест оператора. При этом осуществляется: проверка монтажа приборов и средств

автоматизации на соответствие требованиям инструкций предприятий-изготовителей, а также проектной документации, проверка правильности маркировки (по необходимости), проверка подключения и фазировки электрических проводок, характеристик исполнительных механизмов. По окончании проверки контрольных цепей и подключений выполняется настройка КИП, установленных на технологических установках и трубопроводах площадок ДНС, электроприводных задвижек. Выполняется проверка соответствия показаний КИП и показаний выводимых на экраны рабочих станций оператора в полном диапазоне измерений. При этом на датчиках и трансмиттерах задаются сигналы программно-аппаратным способом по всему рабочему и калибровочному диапазону. После проводится анализ работы системы по имитируемым сигналам, настройка логических и временных взаимосвязей систем сигнализации, проверка правильности прохождения сигналов, формирования отчетов, настройка необходимых параметров, подготовка к включению в работу систем автоматизации для обеспечения индивидуального испытания технологического оборудования и корректировка параметров настройки аппаратуры для его корректной работы согласно проектной документации. Настраивается работа электроприводных задвижек путем отработки сигналов открытия и закрытия, а также проверяется правильность отображения на экранах оператора данных о статусах. После конфигурируется их привязка к заданным в проекте технологическим параметрам для их работы в автоматическом режиме. Производится наладка системы газообнаружения и оповещения. На газосигнализаторах задаются пороговые значения концентрации газов и проверяется отработка всех задействованных алгоритмов, согласно режимной карте проекта, а именно:

- отработка светозвуковой сигнализации;
- отображение и сигнализация о превышении концентрации газа на экране оператора.

Проверка сигналов и дистанционный запуск электродвигателей насосной внешнего транспорта проводится совместно с представителями завода изготовителя, по согласованной с ними схеме. Также проверяется работа всего оборудования установки осушки газа (УОГ) на отработку по заданным параметрам завода изготовителя (Поставщика) и проектом.

На третьей стадии (следующий раздел 3.3.3) выполняются работы **по комплексной** наладке систем автоматизации, после завершения всех электромонтажных работ и индивидуальных испытаний оборудования. Доведение параметров настройки приборов и средств автоматизации, каналов связи, до значений, при которых система может быть использована в эксплуатации. При этом осуществляются комплексные испытания всего смонтированного оборудования АСУ и КИП совместно с представителями смежных подрядных организаций, от которых зависит комплексная наладка (электроснабжение, связь и т.д.). По окончании первичного опробования АСУ в комплексе, производится полный анализ работы.

Все работы на данной стадии выполняются после полного окончания строительно-монтажных работ. Окончание пусконаладочных работ фиксируется актом завершения работ.

7.2. ПРОВЕДЕНИЕ ПРОВЕРКИ И НАЛАДКИ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И КИП.

Во время пусконаладочных работ осуществляется проверка:

- соответствия параметров установленного оборудования, а также соответствия качества их изготовления и монтажа требованиям ТУ и СНИП, и соответствие показаний приборов заданным проектной документацией;
- определение соответствия порядка отработки устройств и элементов систем сигнализации, блокировок, оповещения в соответствии с предоставленной документацией;
- определение пригодности АСУ в целом к её дальнейшей эксплуатации;
- проверка основных параметров необходимых для осуществления дальнейшей эксплуатации объекта в безаварийном и автоматическом режимах, заданных в предоставленной документации;

- проверка формирования необходимых отчетных, архивных, исторических данных;
- по окончании индивидуальных и испытаний оформляются соответствующие протоколы и акты.

7.3. ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ:

7.3.1. ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ УОГ:

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудования, показатели режима	Номер позиции и прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
1	Абсорбер Объем Давление Температура	А-1	м ³ МПа °C	3,0 1,0-2,0 10-40		
2	Трехфазный сепаратор Объем Давление Температура	С-2	м ³ МПа °C	1,0 0,2-0,4 20-80		
3	Сепаратор конденсата Объем Давление Температура	С-3	м ³ МПа °C	0,011 0,1-0,4 5-60		
4	Выпарная колонна Объем Давление Температура	Д-1	м ³ МПа °C	0,15 0,05-0,6 80-120		
5	Регенатор с огневым подогревом Объем Давление Температура	Р-1	м ³ МПа °C	1,75 0,05-0,6 170-204		
6	Фильтр гликолевый Объем Давление Температура	Ф-1	м ³ МПа °C	0,09 0,4-0,6 90-100		
7	Фильтр гликолевый Объем Давление Температура	Ф-2	м ³ МПа °C	0,02 0,4-0,6 90-100		
8	Дефлегматор Объем Давление труба (пар) Давление межтрубн (ТЭГ) Температура труба (пар) Температура межтрубн (ТЭГ)	Т-3	м ³ Мпа МПа °C °C	3 0,05-0,6 1,8-2,5 210-219 40-219		
9	Емкость гликоля Объем Давление Температура	Е-1	м ³ МПа °C	0,57 0,01-0,05 50-60		
10	Емкость реагента Объем Давление Температура	Е-2	м ³ МПа °C	2 0,01-0,05 50-60		
11	Сепаратор топливного газа Объем Давление Температура	С-4	м ³ МПа °C	0,03 0,4-0,6 50-80		
12	Теплообменник труба в трубе Трубное пространство	Т-1	м ³	0,089		

	Межтрубное пространство Давление труба (газ) Давление межтрубн (гликоль) Температура труба (газ) Температура межтрубн (гликоль)		м ³ МПа МПа °C °C	0,178 1,8-2,5 1,8-2,5 40-100 80-100		
13	Теплообменник пластинчатый Поверхность теплообмена Нагреваемая сторона Греющая сторона Давление греющая сторона Давление нагреваемая сторона Температура греющая сторона Температура нагреваемая сторона	T-2/1	м ² м ³ м ³ МПа МПа °C °C	1,81 0,005 0,0081 0,005-0,6 1,29-2,5 42-219 60-219		
14	Теплообменник пластинчатый Поверхность теплообмена Нагреваемая сторона Греющая сторона Давление греющая сторона Давление нагреваемая сторона Температура греющая сторона Температура нагреваемая сторона	T-2/2	м ² м ³ м ³ МПа МПа °C °C	3,62 0,023 0,012 0,01-0,6 0,0-0,6 42-219 60-219		
15	Насос циркуляции гликоля Производительность Давление нагнетания Мощность Число оборотов	H-1/1 H-1,2	л/ч МПа кВт об/мин	400 2,5 1,5 1500		
16	Насос подпитки гликоля Производительность Давление нагнетания	H-2	л/ч МПа	50 0,7		

Перечень приборов, автоматической и предохранительной арматуры

Перечень приборов с выводом сигнала на АРМ оператора

Обозначение	Наименование	Марка и модель	Взрывозащита	Шкала min max		Ед. изм.
ТТ 202	Температура внутри абсорбера А-1	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 204	Температура в трёхфазном сепараторе С-2	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 206	Температура в испарителе с огневым подогревом Р-1	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 207	Максимально критичная температура в испарителе с огневым подогревом Р-1	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 208	Температура дымовых газов	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	600	° C
ТТ 210	Температура в сепараторе конденсата С-3	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 212	Температура в трубопроводе после теплообменника Т-2/1	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 216	Температура в трубопроводе после выпарной колонны Д-1	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° C
ТТ 217	Температура углеводородного газа в трубопроводе после абсорбера А-1 к	ENDRESS+ HAUSER	Exia	-50	250	° C

Обозначение	Наименование	Марка и модель	Взрывозащита	Шкала min max		Ед. изм.
	теплообменнику Т-1	TR88				
ТТ 218	Температура воздуха	ENDRESS+ HAUSER TR88	Exia	-50	250	° С
РТ 102	Давление внутри абсорбера А-1	Yokogawa EJX530A	Exia	0	10	МПа
РТ 104	Давление в трёхфазном сепараторе С-2	Yokogawa EJX530A	Exia	0	10	МПа
РТ 106	Предельно высокое давление в испарителе с огневым подогревом Р-1	Yokogawa EJX530A	Exia	0	200	кПа
РТ 110	Давление в трубопроводе топливного газа на выходе из сепаратора топливного газа С-4	Yokogawa EJX530A	Exia	0	10	МПа
РТ 111	Давление в трубопроводе на подачу топливного газа на горелку Г-1 до линии продувки	Yokogawa EJX530A	Exia	0	200	кПа
РТ 112	Давление в трубопроводе на подачу топливного газа на горелку Г-1 после линии продувки	Yokogawa EJX530A	Exia	0	200	кПа
РТ 113	Давление в трубопроводе после абсорбера А-1 к теплообменнику Т-1	Yokogawa EJX530A	Exia	0	10	МПа
РТ 115	Предельно низкое давление воздуха после нагнетателя воздуха НГ-1	Yokogawa EJX530A	Exia	0	200	кПа
PDT 114	Перепад давления в механическом фильтре тонкой очистки Ф-2	Yokogawa EJX110A	Exia	0	100	кПа
FT 401	Расход топливного газа после сепаратора С-4	Yokogawa RAMC02	Exd	0,45	4,5	м³/ч
FT 402	Расход ТЭГ в общем трубопроводе на нагнетании насосов Н-1/1, Н-1/2	Yokogawa RAMC02	Exia	50	550	л/ч
LT 303	Уровень конденсата в абсорбере А-1	ENDRESS+ HAUSER Levelflex FMP51	Exia	0	100%	%
LT 304	Уровень ТЭГ в абсорбере А-1	ENDRESS+ HAUSER Levelflex FMP51	Exia	0	100%	%
LT 309	Уровень ТЭГ в трёхфазном сепараторе С-2	ENDRESS+ HAUSER Levelflex FMP51	Exia	0	100%	%
LT 313	Уровень в сепараторе конденсата С-3	ENDRESS+ HAUSER Levelflex FMP51	Exia	0	100%	%
LSH 305	Высокий уровень конденсата в абсорбере А-1	ENDRESS+ HAUSER Liquiphant FTL51B	Exd	-	-	-
LSH 306	Высокий уровень ТЭГ в абсорбере А-1	ENDRESS+ HAUSER Liquiphant FTL51B	Exd	-	-	-
LSHH 310	Предельно высокий уровень ТЭГ в трёхфазном сепараторе С-2	ENDRESS+ HAUSER Liquiphant FTL51B	Exd	-	-	-
LSL 315	Низкий уровень тощего ТЭГ в испарителе с огневым подогревом Р-1	ENDRESS+ HAUSER	Exd	-	-	-

Обозначение	Наименование	Марка и модель	Взрывозащита	Шкала min max		Ед. изм.
	1 за перегородкой	Liquiphant S FTL71				
LSH 316	Высокий уровень ТЭГ в испарителе с огневым подогревом P-1	ENDRESS+HAUSER Liquiphant S FTL71	Exd	-	-	-
LSLL 317	Предельно низкий уровень ТЭГ в испарителе с огневым подогревом P-1	ENDRESS+HAUSER Liquiphant S FTL71	Exd	-	-	-
AE 501	Точка росы на выходе газа из абсорбера А-1	FAS-W BMPL2.848.0 08	Exia	-80	+20	° С ТТР

Перечень приборов с местным контролем

Обозначение	Место установки	Марка и модель	Шкала min max		Ед. изм.
TG 201	Температура внутри абсорбера А-1	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	100	° С
TG 203	Температура в трехфазном сепараторе С-2	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	100	° С
TG 205	Температура в испарителе с огневым подогревом P-1	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	300	° С
TG 209	Температура в сепараторе конденсата С-3	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	100	° С
TG 211	Температура в трубопроводе после теплообменника Т-2/1	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	250	° С
TG 213	Температура нерегенерированного ТЭГ на входе в Т-2/1	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	250	° С
TG 214	Температура регенерированного ТЭГ на входе в Т-2/1	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	250	° С
TG 215	Температура нерегенерированного ТЭГ на входе в Д-1	биметаллический термометр «РОСМА» БТ-54	0	250	° С
PG 101	Давление внутри абсорбера А-1	манометр «РОСМА» ТМ-521ТЭ	0	4,0	МПа
PG 103	Давление в трёхфазном сепараторе С-2	манометр «РОСМА» ТМ-521Р	0	1,6	МПа
PG 105	Давление в испарителе с огневым подогревом P-1	манометр «РОСМА» ТМ-521ТЭ	0	0,16	МПа
PG 107	Давление в трубопроводе на нагнетании ТЭГ из насоса Н-2	манометр «РОСМА» ТМ-521Р	0	1,6	МПа
PG 108А	Давление в трубопроводе нагнетания после насоса Н-1/1	манометр «РОСМА» ТМ-521Р	0	4,0	МПа
PG 108В	Давление в трубопроводе нагнетания после насоса Н-1/2	манометр «РОСМА» ТМ-521Р	0	4,0	МПа
PG 109	Давление топливного газа на входе в сепаратор С-4	манометр «РОСМА» ТМ-521Р	0	1,6	МПа

Наименование контроллера оборудования	Тип	Место установки
Программируемый логический контроллер	SIMATIC S7	Аппаратурный блок УОГ

Проверка работоспособности системы управления УОГ:

1) Обеспечение выполнения Программным обеспечением следующих функций:

- сбор, первичная обработка и контроль технологической информации;
 - диагностика состояния каналов ввода-вывода и комплекса технических средств системы управления;
 - управление технологическим оборудованием системы;
 - сигнализация неисправности и защита технологического оборудования;
 - формирование базы данных реального времени;
 - обмен информацией с уровнем оперативно-технологического персонала;
 - отработка команд дистанционного управления;
 - обмен информацией между контроллерами;
- 2) Проверка цепей управления и контроля;
 - 3) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС;
 - 4) Интеграция ЛСУ УОГ в существующую SCADA Simplicity;
 - 5) Реализация алгоритмов управления, сигнализации, контроля, блокировок;
 - 6) Визуализация технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС;
 - 7) Проверка схем взаимодействия и алгоритмических модулей;
 - 8) Проверка возможности автоматического перевода газа на факел при отклонениях значения температуры точки росы от заданных значений.

7.3.2. ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ БДР:

Перечень приборов с выводом сигнала на АРМ оператора

Обозначение	Наименование	Марка и модель	Взрывозащита	Шкала min max		Ед. изм.
РТ-1	Давление на выкиде НД-1	Метран 150TG	Exia	0	6	МПа
РТ-2	Давление на выкиде НД-2	Метран 150TG	Exia	0	6	МПа
ТТ-1	Температура в ТБ	ТСМУ Метран-274	Exia	-50	150	° С
АТ-1	Газоанализатор в ТБ	Газконтроль-01	Exia			
LT-1	Поплавковый уровнемер	ПМП-062Е				
	Датчики несанкционированного доступа					
	ППКОП Сигнал-10 Контроллер-С2000	Болид				
	Состояния насосов (вкл/выкл)					

Перечень приборов с местным контролем

Обозначение	Место установки	Марка и модель	Шкала min max		Ед. изм.
PG-1... PG-4	Манометр показывающий	ТМ-521 Росма	0	6	МПа
PG-5... PG-6	Манометр показывающий	МПЗ	0	6	МПа
TG-1	Термометр показывающий	«РОСМА» БТ-54	-50	150	° С
LG-1	Байпасный указатель уровня	Каскад А20			

Наименование контроллерного оборудования	Тип	Место установки
Шкаф управления		Аппаратурный блок БДР
ПЛК с Modbus RS-485		Аппаратурный блок БДР

Проверка работоспособности системы управления БДР:

- 1) Обеспечение выполнения Программным обеспечением следующих функций:
 - сбор, первичная обработка и контроль технологической информации;
 - диагностика состояния каналов ввода-вывода и комплекса технических средств системы управления;
 - управление технологическим оборудованием системы;
 - сигнализация неисправности и защита технологического оборудования;
 - обмен информацией с уровнем оперативно-технологического персонала;
 - отработка команд дистанционного управления;
 - обмен информацией между контроллерами;
- 2) Проверка цепей управления и контроля;
- 3) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС;
- 4) Интеграция ЛСУ БДР в существующую SCADA Simplicity;
- 5) Реализация алгоритмов управления, сигнализации, контроля, блокировок;
- 6) Визуализация технологической мнемосхемы на экране АРМ;
- 7) Проверка схем взаимодействия и алгоритмических модулей;

7.3.3. ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ КУУГ:

Спецификация оборудования.

№ п/п	Поз. Обозначение на схеме	Наименование	Тип	Кол- во	Производитель
Блок измерительных линий					
1	FT101,201,301	Преобразователь массового расхода DN 80 PN25	Promass Q 300, 8Q3B80, DN80	3	Endress+Hauser
2	TT101,201,301	Преобразователь термосопротивления с термокарманом на измерительной линии, -20 +100С, 4- 20мА	Omnigrad S TMT142R, RTD Thermometer -	3	Endress+Hauser
3	TT03, TT04	Преобразователь термосопротивления с термокарманом на входе и выходе ТБ за пределами СИРГ, -20 +100С, 4-20мА	RTD Thermometer TR62	2	
4	PT101, 201,301	Преобразователь статического давления с манифольдом на измерительной линии 0-4 МПа, 4-20мА	Cerabar M PMP71	3	Endress+Hauser
5	PT25,26,27	Преобразователь статического давления с манифольдом на входе и выходе СИРГ 0-4 МПа, 4-20мА	Cerabar M PMP71	3	Endress+Hauser

6	TI101,201,301	Термометр с термокарманом на измерительной линии, -20 +100С	A5501/S, HP160, 0...100°C, L1=198x6мм, TW50-H форма 6 M20 x 1,5 M20 x 1,5 внутренняя U1=180 мм	3	WIKA
7	PI101, 201,301	Манометр с манифольдом на измерительной линии 0-2,5 МПа	232.50.100 2,5 МПа 1/2 NPT, IV20 продольное 1/2 NPT Внутр - 1/2 NPT Внутр 316L Дренаж 1/4NPT Внутр. Фторопласт (PTFE) NC-3.1	3	WIKA
8	PI25,26,27	Манометр с манифольдом на входе и выходе СИРГ 0-2,5 МПа	232.50.100 2,5 МПа 1/2 NPT, IV20 продольное 1/2 NPT Внутр - 1/2 NPT Внутр 316L Дренаж 1/4NPT Внутр. Фторопласт (PTFE) NC-3.1	3	WIKA
9	LS01,02	Сигнализатор уровня на конденсатосборник	Liquiphant M FTL50 - KGR2AA6G5A	2	Endress+Hauser
10		Кран шаровой, полнопроходной, фланцевой, с электроприводом Ду100 Ру 25, с КОФ		4	
	Блок измерения качества				
11	FT01,02	Преобразователь массового расхода DN8 PN16	Promass F 100, 8F1B08, DN08 3/8" - BMDMAAASACVSDAI	2	Endress+Hauser
12	LS03	Сигнализатор уровня натепооменник для сброса конденсата	Liquiphant M FTL50 - KGR2AA6G5A	1	Endress+Hauser
13	AS01	Хроматограф	HGC-303, про-во Azbil Corporation, Japan	1	
14		Поверочная газовая смесь	KZ.03.01.00580-2019, про-во АФ РГП «КазИнметр»	1 баллон 4-5 л	
15		Газ-носитель – гелий особой чистоты		1 баллон 40 л	
16		Газ для переключений – азот особой частоты		1 баллон 40 л.	
17		Кран с электроприводом		1	
	Технологический блок				
18	QT03	Детектор горючих газов, взрывозащищенный 0..100%, 4-20 мА	Sensepoint XCD	1	Honeywell
19	QT04	Газосигнализатор H2S, 4-20 мА	Sensepoint XCD	1	Honeywell
20		Вентилятор взрывозащищенный	Вентилятор ВР 80-75 №3,15 ВР1 дв. взг. 0,25/1500 Пр90, 380В	1	Аэромаш
21	TT02	Преобразователь термосопротивления	RTD Thermometer TR61 - CEEA0BKSAK3B	1	Endress+Hauser

		температуры воздуха в ТБ, -20 +100С, 4-20мА			
22	XLHA01	Оповещатель (табло светозвуковое) взрывозащищенный ПОЖАР	Эридан "ЭКРАН-а-СЗ"	1	
23	XLHA02	Оповещатель (табло светозвуковое) взрывозащищенный ГАЗ	Эридан "ЭКРАН-а-СЗ"	1	
24	GS-001..003	Концевой выключатель на дверь взрывозащищенный	ДВГ-КВ-Е12К1-КНВ1ННК	3	
25		Обогреватель взрывозащищенный электрический	ОВЭ-4	3	
26	JBA 001	Коробка клеммная взрывозащищенная 16 вводов M20x1,5; 2 заглушки и 2 ввода M32x1,5		1	
27	JBA 002	Коробка клеммная взрывозащищенная 15 вводов M20x1,5; 2 заглушки и 2 ввода M32x1,5		1	
28	JBA 003	Коробка клеммная взрывозащищенная 9 вводов M20x1,5; 2 заглушки и 3 ввода M32x1,5		1	
29	JB 380 AC	Коробка клеммная взрывозащищенная 20 вводов M20x1,5; 2 заглушки; 2 ввода M32x1,5 и 1 ввод M25x1,5		1	
	Аппаратурный блок				
30		Вентилятор внутренний	Вентилятор осевой ВЕНТС ОВ1 250Р	1	
31		Кондиционер	LG P09EP	1	
32		Извещатель пожарный дымовой	ДПИ Скиф-Д исп.03	2	
33		Устройство приемно контрольное	Сигнал-10	1	
34	GS-004	Концевой выключатель на дверь		1	
	Система обработки информации				
35		Поточный компьютер расхода	FLOW-X/K.1.S	3	ABB
36		Панель оператора	12 INCH COLOR QP+ WITH VIEW & CTRL,BLK B	1	GE

37		Шкаф напольный 600*400*2000, в комплекте с БП и клемными блоками	в сборе, на базе контроллера Рас8000	1	
38		ИБП 2700 КВт	SMC3000I	1	
39		Сетевой коммутатор	EDS-208	1	Moxa
40		ПО АСУТП	Cimplicity v.3.5 PPS Stadart 250 points 2 Activations	1	GE
41		ПО АСУТП	IGS OPC Server	1	GE
42		Рабочая станция	HP 1WV07EA Z240	2	HP
43		Принтер лазерный с поддержкой постскриптум	HP LaserJet Pro M203dw	1	HP
ШР					
44		Шкаф настенный 600x800x500		1	
45		Автоматический выключатель 3-х полюсной (вводной)		1	
46		Автоматический выключатель 3-х полюсной (на эл.клапана)	6А	9	
47		Автоматический выключатель 3-х полюсной (вентиляция ТБ)	6А	2	
48		Пускатель магнитный, катушка 220В (вентиляция ТБ)	6А	2	
49		Автоматический выключатель 3-х полюсной (обогрев ТБ 1)	25А	1	
50		Автоматический выключатель 3-х полюсной (обогрев ТБ 2)	10А	1	
51		Пускатель магнитный, катушка 220В (обогрев ТБ 1)	25А	1	
52		Пускатель магнитный, катушка 220В (обогрев ТБ 2)	10А	1	
53		Автоматический выключатель 1 полюсной (освещение ТБ, АБ, улица)	6А	3	
54		Автоматический выключатель 1 полюсной (обогрев	10А	1	

		АБ, кондиц., обогрев дренажа)			
55		Автоматический выключатель 1 полюсной (UPS)	16А	1	
56		Автоматический выключатель 1 полюсной (питание клапана слива дренажа)	6А	2	
57		Реле управления эл. двигателем 24В	G2RV-SR700 DC24	2	
58		Реле статуса эл. двигателя 220В	G2RV-SR700 AC230	2	
59		Реле контроля фаз		1	
60		Кнопка зеленая, с индикацией 220В.		3	

Проверка работоспособности системы управления КУУГ:

1) Проверка выполнения системой:

- прием и обработки выходных сигналов от первичных приборов, а также вспомогательного оборудования входящих в состав СИРГ;
- дистанционное управления и отображение статусов электроприводных задвижками на ИЛ;
- автоматизированный контроль и измерение расхода газа по измерительным линиям;
- автоматизированный контроль и измерение давления и температуры на измерительных линиях и входном и выходном газопроводах;
- вычисление текущих значений параметров газа: расхода, давления, температуры;
- вычисление, накопление, хранение, отображение информации значений количества газа за часовые промежутки времени, сутки, месяц, с возможностью хранения архивов не менее 36 месяцев;
- отображение на СОИ основных параметров: расхода, давления, температуры, состояния вспомогательного оборудования СИРГ;
- возможность ввода лабораторных данных по плотности;
- формирование и выдача на печать отчетов расхода газа;
- формирование и выдача аварийных сигналов на рабочей станции;
- автоматическое построение и отображения графиков измеряемых величин (трендов);
- отображение и сохранение данных, собранных за длительный период, архивирование отчетов, журнала событий;
- защиту системной информации (текущих значений коэффициентов преобразования, предельно-допустимых значений контролируемых параметров, констант системы, итоговых отчетов, параметров конфигурации) от несанкционированного доступа.
- передачу всех необходимых данных по расходу, накоплению и качеству газа, состояния СИРГ на рабочую станцию оператора, на пульт управления принимающей стороной, на систему управления ДНС (на рабочее место оператора СИРГ, на рабочее место в АБК, оператора ДНС, оператора в УКПГ Кожасай);

2) Проверка рабочей станции оператора в аппаратном помещении СИРГ, в операторной ТОО «Gas Processing Company»;

3) Проверка возможности передачи данных в смежные системы по протоколу обмена данными (Modbus, OPC) и выводом сигнала и информации на диспетчерский пульт площадки ДНС;

4) Проверка работы по контролю загазованности по нижнему концентрационному пределу взрываемости в ТБ;

- 5) Проверка работоспособности средств автоматического газового анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин, с выводом сигнализации на рабочую станцию;
- 6) Проверка включения вытяжной системы автоматически от датчиков загазованности при достижении нижнего концентрационного предела и автоматическое отключение системы вентиляции при обнаружении пожара в аппаратном или технологических блоках;
- 7) Проверка обеспечения системой верхнего уровня:
- отображения на мнемосхеме состояния оборудования КУУГ, всех средств измерений и основных текущих параметров оборудования площадки КУУГ;
 - отображения на мнемосхеме контролируемых параметров и состояния оборудования вспомогательных систем;
 - управления технологическим оборудованием;
 - формирования трендов по выбираемым оператором параметрам в реальном времени и записи параметров с возможностью последующего просмотра (с масштабированием) и печати. Все выводимые на тренд параметры должны иметь единую шкалу, т.е. каждый параметр нормируется в единицы исходя из своего или указанного диапазона;
- 8) проверка работоспособности аппаратных средств рабочей станции:
- автоматический контроль, индикация, регистрация и сигнализация предельных значений следующих параметров:
 - расход по каждой измерительной линии;
 - давления газа по каждой линии;
 - давления газа на выходном и входном коллекторах;
 - температуры;
 - автоматическое переключение на резервный источник питания при падении напряжения питающей сети. Время работы от резервного источника питания не менее двух часов.
 - контроль выхода за пределы значений аварийных уставок показаний средств измерений, ввод информации на экран рабочей станции оператора;
 - исполнение команд управления оборудованием;
 - включение/отключение управляемого оборудования вспомогательных систем и силового оборудования по сигналу «пожар»;
 - формирование вывод на печать оперативного отчета;
 - формирование вывод на печать суточного отчета;
 - формирование журнала регистраций показаний средств измерений СИРГ;
 - вход и выход в систему с привилегированным двухуровневым доступом (с отображением "уровня");
 - возможность изменения уставок;
- 9) Проверка защиты всей отчетной документации, получаемой от вторичной аппаратуры ПЛК или формируемой ПО верхнего уровня и хранящейся на жестком диске компьютера верхнего уровня в виде базы данных или в ином виде, от несанкционированного случайного, либо умышленного изменения;
- 10) Выполнить защиту информации (параметры и константы системы, база данных и т.п.) от несанкционированного доступа при помощи программных или программно-аппаратных средств ограничения доступа с разделением на два уровня:
- 1-й уровень, оператор с правами просмотра оперативной и отчетной информации, подтверждения сигнализации, управления технологическим оборудованием с вводом одного пароля;
 - 2-й уровень, инженер с правами полного доступа к системе верхнего уровня – с вводом одного пароля;
 - 3-й уровень, только для просмотра определенной информации.
- 11) Проверка отображения аварийных ситуаций и событий выхода параметров за пределы уставок чередующимся изменением цвет соответствующих параметров ("мигание" - выбрать максимально контрастные цвета). Индикацию режимов работы средств измерений (работа, резерв и т.п.).

12) диагностика состояния каналов ввода-вывода и комплекса технических средств системы управления;

13) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС.

7.3.4. ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ АЗОТНОЙ СТАНЦИИ И ВОЗДУХА КИП:

Перечень приборов с выводом сигнала на АРМ оператора

Обозначение	Наименование	Марка и модель	Взрывозащита	Шкала min max		Ед. изм.
РТ-1...5	Датчик давления	Метран 55	Exia	0	6	МПа
ТТ-1	Датчик температуры	Метран-2000	Exia	-50	150	° С
ТТ-2...5	Датчик температуры	Метран-276				
АТ-1, АТ-2	Газоанализатор кислорода	Газконтроль-04	Exia			
ЗД1...ЗД4	Затвор дисковый с пневмоприводом					

Наименование контроллерного оборудования	Тип	Место установки
Шкаф управления		Аппаратурный блок АКС
ПЛК с Modbus RS-485		Аппаратурный блок АКС

Проверка работоспособности системы управления АКС:

- 1) Обеспечение выполнения Программным обеспечением следующих функций:
 - сбор, первичная обработка и контроль технологической информации;
 - диагностика состояния каналов ввода-вывода и комплекса технических средств системы управления;
 - управление технологическим оборудованием системы;
 - сигнализация неисправности и защита технологического оборудования;
 - обмен информацией с уровнем оперативно-технологического персонала;
 - отработка команд дистанционного управления;
 - обмен информацией между контроллерами;
- 2) Проверка цепей управления и контроля;
- 3) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС;
- 4) Интеграция ЛСУ АКС в существующую SCADA Cimplicity;
- 5) Реализация алгоритмов управления, сигнализации, контроля, блокировок;
- 6) Проверка схем взаимодействия и алгоритмических модулей.

7.3.5. ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ КРАНОВЫХ УЗЛОВ НА ГАЗОПРОВОДЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (8 ШТ.):

Проверка работоспособности системы управления КУ:

- 1) Обеспечение выполнения Программным обеспечением следующих функций:
 - сбор, первичная обработка и контроль технологической информации;
 - диагностика состояния каналов ввода-вывода и комплекса технических средств системы управления;
 - управление технологическим оборудованием системы;
 - сигнализация неисправности и защита технологического оборудования;
 - обмен информацией с уровнем оперативно-технологического персонала;
 - отработка команд дистанционного управления;
 - обмен информацией между контроллерами;
- 2) Проверка цепей управления и контроля;

- 3) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС;
- 4) Интеграция ЛСУ КУ в существующую SCADA Simplicity;
- 5) Реализация алгоритмов управления, сигнализации, контроля, блокировок.

7.3.6. КИП И ЛСУ НА ПЛОЩАДКЕ КУУГ (ФАКЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА, ДРЕНАЖНЫЕ ЕМКОСТИ, ФАКЕЛЬНЫЕ СЕПАРАТОРЫ ФС-3, ФС-4, УЗЕЛ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПЕРЕД УКПГ-40).

- 1) Проверка цепей управления и контроля.
- 2) Вывод данных с КИП на ФС-3, ФС-4, ДЕ, узла учета газа в УПГ КОА, узла регулирования давления, ФУ, КУ-8 в АБ КУУГ.
- 3) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС, УКПГ-40 (ТОО «GRC»).
- 4) Проверка управления БЗР (блок запально-регулирующий) по месту, дистанционно, запорно-регулирующей арматуры с аппаратурного блока КУУГ и ДНС.
- 5) Настройка регуляторов «после себя».
- 6) Проверка схем взаимодействия и алгоритмических модулей.

7.3.7. КАМЕРА ЗАПУСКА СКРЕБКА И КАМЕРА ПРИЕМА СКРЕБКА НА ГАЗОПРОВОДЕ ДНС – УКПГ-40.

№.№ п.п.	Наименование	Тип	Кол-во на одной площадке СОД	Общее кол-во на площадках СОД
1	Газоанализатор	PEX3000 Drager	3	6
2	Датчики давления	PMP-51	2	4
2	Свето-звуковой оповещатель	Вс-07с	3	6
4	Электроприводы задвижек	ROTORK		6

- 1) Проверка связи между КИП, средствами автоматизации на площадках КЗС и КПС с контроллерным оборудованием, находящимся в операторной ДНС и АБ КУУГ.
- 2) Подача питания на электроприводы задвижек. Проверка срабатывания концевых выключателей.
- 3) Подача питания на электроприводы задвижек. Проверка срабатывания концевых выключателей.
- 4) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС.

7.3.8. ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ АГРС:

Проверка технической документацией на комплектующие изделия, поставляемой с АГРС в объеме поставки заводов-изготовителей, а также заполнение соответствующих разделов паспортов на все системы о проведенном монтаже, наличие эксплуатационной документации на все системы и комплектующие, перечисленные в паспортах на данные системы. Проверяет наличие актов об окончании монтажных работ всех систем и протоколов проверок, выполняемых в процессе монтажа.

Объектом пусконаладочных работ является САУ АГРС, комплексы по измерению расхода газа, охранно-пожарная сигнализация, система контроля загазованности и система вентиляции

1) Проверка работоспособности контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, установленных на АГРС и крановых узлах КУ-1,2 на газопроводе топливного газа.

- Обеспечение выполнения Программным обеспечением следующих функций:

- сбор, первичная обработка и контроль технологической информации;
- диагностика состояния каналов ввода-вывода и комплекса технических средств системы управления;
- управление технологическим оборудованием системы;
- сигнализация неисправности и защита технологического оборудования;
- обмен информацией с уровнем оперативно-технологического персонала;
- отработка команд дистанционного управления;
- обмен информацией между контроллерами;

2) Проверка цепей управления и контроля;

3) Разработка и согласование технологической мнемосхемы на экране АРМ оператора ДНС;

4) Интеграция ЛСУ АГРС в существующую SCADA Simplicity;

5) Реализация алгоритмов управления, сигнализации, контроля, блокировок.

6) Подача электрического питания, имитация достижения ПДК газоанализатором и проверка срабатывания оповещателей.

7) Подача питания на гидропневмоприводы задвижек. Проверка срабатывания концевых выключателей.

7.3.8.1. ИЗМЕРЕНИЕ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ.

- давление газа на входе АГРС;
- давление газа на выходе АГРС;
- давление газа на собственные нужды;
- температура воздуха в операторной;
- температура воздуха в блоке технологическом;
- температура воздуха в БАОГ;
- температура в блоке учёта газа на выходе;
- температура теплоносителя до котлов;
- температура теплоносителя после котлов;
- температура газа на входе АГРС;
- температура газа на выходе АГРС;
- температура газа после подогрева;
- давление теплоносителя;
- загазованность технологического блока;
- загазованность блока учёта газа на выходе;
- загазованность отсека подготовки теплоносителя;

Аварийная сигнализация.

- давление газа на входе АГРС ниже предельно-допустимого;
- давление газа на входе АГРС выше предельно-допустимого;
- давление газа на выходе АГРС ниже предельно-допустимого;
- давление газа на выходе АГРС выше предельно-допустимого;
- давление импульсного газа ниже предельно-допустимого;
- авария подогревателя газа;
- перепад давления на фильтрах выше предельно-допустимого;
- загазованность технологического блока по метану порог 2;
- неисправность газоанализатора технологического блока;

- загазованность блока учёта газа на выходе по метану порог 2;
- неисправность газоанализатора блока учёта газа на выходе;
- загазованность отсека подготовки теплоносителя по метану порог 2;
- загазованность отсека подготовки теплоносителя по СО порог 2;
- неисправность газоанализатора отсека подготовки теплоносителя;
- давление газа на котлы выше предельно-допустимого;
- давление теплоносителя в отсеке подготовки теплоносителя ниже предельно-допустимого;
- давление теплоносителя в отсеке подготовки теплоносителя выше предельно-допустимого;
- авария ИБП;
- отсутствует питающее напряжение;
- авария вытяжного вентилятора технологического блока;
- авария вытяжного вентилятора блока учёта газа на выходе;
- авария системы одоризации газа;
- температура газа после подогрева ниже нормы;
- температура теплоносителя ниже нормы;
- проникновение в отсеки АГРС;
- проникновение на территорию АГРС;
- неисправность прибора охранной сигнализации;
- внимание шлейфа пожарной сигнализации технологического блока;
- пожар в технологическом блоке;
- внимание шлейфа пожарной сигнализации блока учёта газа на выходе;
- пожар в блоке учёта газа;
- внимание шлейфа пожарной сигнализации отсека подготовки теплоносителя;
- пожар в отсеке подготовки теплоносителя;
- внимание шлейфа пожарной сигнализации операторной;
- пожар в операторной;
- высокий уровень конденсата в фильтре №1;
- высокий уровень конденсата в фильтре №2;
- высокий уровень в ёмкости сбора конденсата;
- температура воздуха в операторной высокая;
- температура воздуха в операторной низкая;
- авария циркуляционных насосов;
- выход АГРС остановлен по понижению давления;
- выход АГРС остановлен по повышению давления;
- остановка АГРС по пожару;
- переход на резерв по понижению давления газа на выходе АГРС;
- переход на резерв по повышению давления газа на выходе АГРС;
- остановка АГРС по загазованности;
- остановка котлов по пожару;
- остановка котлов по понижению давления;
- остановка котлов по повышению давления;
- остановка котлов по СО;
- остановка котлов по СН;
- авария датчика давление газа на входе АГРС;
- авария датчика давление газа на выходе АГРС;
- авария датчика температуры воздуха в операторной;
- авария датчика температура теплоносителя до котла;
- авария датчика температура теплоносителя после котла;
- авария датчика температура газа на входе АГРС;
- авария датчика температура газа на выходе АГРС;
- авария датчика температура газа после подогрева;
- ошибка при автоматическом сбросе конденсата.

Предупредительные сообщения:

- загазованность технологического блока по метану порог 1;
- загазованность блока учёта газа на выходе по метану порог 1;
- загазованность отсека подготовки теплоносителя по метану порог 1;
- загазованность отсека подготовки теплоносителя по СО порог 1;
- произведён сброс конденсата;
- включена блокировка остановки АГРС при пожаре;
- включена блокировка перехода на резервную нитку редуцирования;
- включена блокировка остановки АГРС по отклонению давления газа на выходе;
- включена блокировка остановки АГРС по загазованности;
- включена блокировка остановки котлов по отклонению давления газа;
- включена блокировка остановки котлов по пожару;
- включена блокировка остановки котлов по загазованности котельной метаном;
- включена блокировка остановки котлов по загазованности котельной углекислым газом;
- включена блокировка звуковой сигнализации;
- аккумуляторная батарея ИБП разряжена.

САУ АГРС осуществляет следующие функции ПАЗ:

- остановка АГРС по отклонению давления газа на выходе;
- остановка АГРС по сигналу «Пожар на АГРС»;
- остановка АГРС по сигналу «Загазованность АГРС»;
- аварийный переход на резервную нитку редуцирования по отклонению давления газа на выходе;
- остановка котлов по отклонению давления топливного газа;
- остановка котлов по сигналу «Пожар»;
- остановка котлов по сигналу «Загазованность по СН»;
- остановка котлов по сигналу «Загазованность по СО».

Техника безопасности при работе с АГРС.

1. При срабатывании первого порога сигнализатора загазованности в технологическом блоке происходит включение принудительной вытяжной вентиляции (при сигнале «Пожар», вентиляция блокируется), появляется надпись «Загазованность» на табло расположенном при входе в отсек, на панели управления появляется надпись: «Загазованность порог 1» в квадрате на синем фоне, происходит запись в журнал аварийных событий.
 2. При срабатывании второго порога сигнализатора загазованности в технологическом блоке происходит включение принудительной вытяжной вентиляции (при сигнале «Пожар», вентиляция блокируется), появляется надпись «Загазованность» на табло расположенном при входе в отсек, срабатывает звуковая сигнализация «Загазованность», на панели управления появляется надпись: «Загазованность порог 2» в квадрате на красном фоне, происходит запись в журнал аварийных событий.
 3. При срабатывании первого порога сигнализатора загазованности по метану в котельной появляется надпись «Загазованность» на табло расположенном при входе в отсек, на панели управления появляется надпись: «Загазованность СН порог 1» в квадрате на синем фоне, происходит запись в журнал аварийных событий.
 4. При срабатывании второго порога сигнализатора загазованности в котельной происходит остановка котельной с остановкой котлов и перекрытием газового клапана (если блокировка не включена), появляется надпись «Загазованность» на табло расположенном при входе в отсек, срабатывает звуковая сигнализация «Загазованность», на панели управления появляется надпись: «Загазованность СН порог 2» в квадрате на красном фоне, происходит запись в журнал аварийных событий.
- Формирование сигнала «Загазованность по СО»

8. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Наладочные работы системы электроснабжения должны быть проведены во время индивидуальных испытаний и завершены до начала комплексного опробования объекта.

8.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Работа по наладке электрооборудования является специализированной, завершающей частью комплекса электромонтажных работ и выполняется персоналом генподрядчика, который производит электромонтажные работы и несет ответственность за их объем и качество.

Электротехнические пусконаладочные работы должны обеспечить:

- проверку и испытание электрооборудования в соответствии с действующими ПУЭ, проектом, технической документацией предприятий-изготовителей (паспорта, инструкции по эксплуатации) и другими нормативными документами;
- электрические параметры и режимы работы электрооборудования для возможности комплексного или по узлам опробования технологических установок;

На основе результатов всех проведенных испытаний, настроек и опробований генподрядчиком дается заключение о пригодности к эксплуатации каждой единицы оборудования и всей электроустановки.

8.2. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

При производстве пусконаладочных работ должны быть учтены следующие вопросы:

- объем предстоящих наладочных работ, степень их сложности и согласованные с заказчиком сроки выполнения;
- численность и квалификация персонала, необходимого для выполнения пусконаладочных работ, и его закрепление за отдельными установками, узлами и зонами;
- организация технической подготовки (обучение) эксплуатационного персонала;
- перечень приборов, инструментов, испытательного оборудования и приспособлений, необходимых для выполнения наладочных работ, а также материалов и оборудования для монтажа временных сетей электроснабжения;
- организационные и технические мероприятия по технике безопасности на весь период производства пусконаладочных работ.

Далее производятся пусконаладочные работы вместе с электромонтажными, с подачей напряжения по проектной схеме. Совмещенные работы выполняются с соблюдением требований действующих правил техники безопасности.

Проверка смонтированного электрооборудования с подачей напряжения от испытательных схем на отдельные устройства при отсутствии электромонтажного персонала в зоне наладки и соблюдении мер безопасности в соответствии с требованиями ПТЭ и ПТБ. Выявленные в процессе испытаний и настройки дефекты в электрооборудовании устраняет генподрядчик, а дефекты и ошибки в монтаже — электромонтажная организация. По результатам проверки пусконаладочных работ составляют протоколы испытания заземления, измерения и испытания изоляции, настройки пускозащитной аппаратуры, и исполнительные принципиальные схемы объектов электроснабжения, включаемых под напряжение. Далее пусконаладочные работы проводятся с подачей напряжения по постоянной схеме для индивидуальных испытаний электрооборудования. В начале вводят эксплуатационный режим в электроустановках и оформляют допуск наладочного персонала согласно действующим ПТЭ и ПТБ при эксплуатации электроустановок. Выполняют настройку параметров

электрооборудования, опробование схем управления, защиты и сигнализации, а также электрооборудования на холостом ходу для подготовки к индивидуальным испытаниям технологического оборудования. При индивидуальных испытаниях технологического оборудования уточняют параметры, характеристики и уставки защит электроустановок. После проведения индивидуальных испытаний технологического электрооборудования Заказчику передают акты скрытых работ, протоколы испытаний электрооборудования повышенным напряжением, проверки устройств заземления и зануления, исполнительные принципиальные схемы и др. Окончание пусконаладочных работ на этом этапе оформляется актом технической готовности электрооборудования для комплексного опробования. Далее производится комплексное опробование электрооборудования. Проверяется взаимодействие электрических схем и систем электрооборудования в различных режимах. В ходе этих работ осуществляется:

- обеспечение взаимных связей, регулировка и настройка характеристик и параметров отдельных устройств и функциональных групп электроустановки для создания в ней заданных режимов работы;
- опробование электроустановки по полной схеме под нагрузкой во всех режимах работы для подготовки к комплексному опробованию технологического оборудования.
- Работа пусконаладочной организации считается законченной после подписания акта приемки пусконаладочных работ.

По результатам индивидуальных испытаний оформляются следующие виды протоколов:

- Протокол измерения сопротивления изоляции проводов, кабелей, аппаратов и обмоток электрических машин. Отражает результаты измерения сопротивления изоляции каждого проводника линии относительно заземленных проводников.
- Протокол наличия цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки. Замеры проводятся с целью выявления соответствия защитного заземления.
- Протокол испытания цепи «фазный-нулевой провод». Проверка осуществляется в целях обеспечения отключения поврежденного участка сети при коротком замыкании.
- Протокол проверки автоматических выключателей (прогрузка выключателей). Прогрузка выключателей осуществляется для установления соответствия пределов их срабатывания данным завода-изготовителя, а также соответствия требования ГОСТ. Приемо-сдаточные испытания по прогрузке выключателей обеспечивают защиту от поражения электрическим током при коротких замыканиях, а также защиту сетей от перегрузок и пожаров.
- Протокол наладки автоматического ввода резерва (наладка АВР). Наладка устройств АВР включает в себя: предварительную механическую ревизию, электрическую проверку и регулировку на заданные уставки всей релейной аппаратуры, а также проверку правильности монтажа элементов устройства.

9. ЭТАП КОМПЛЕКСНОГО ОПРОБОВАНИЯ

Затраты, связанные с монтажом, ревизией и индивидуальными испытаниями оборудования будут возмещены генеральным Подрядчиком поставщикам оборудования, в связи с чем в смете на пусконаладочные работы при комплексном опробовании учитываться не должны (согласно пп. 2, п. 9, главы 1 Приложения 9 к приказу Председателя Комитета по делам строительства и

жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-нқ «Нормативный документ по определению сметной стоимости пусконаладочных работ при вводе в эксплуатацию объектов строительства в Республике Казахстан»).

Затраты, связанные с пусконаладочными работами при комплексном опробовании УОГ предусмотрены в Договоре по поставке, шефмонтажу и ПНР указанного оборудования и не должны учитываться в смете на пусконаладочные работы при комплексном опробовании.

На этапе комплексного опробования выполняется проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проекте технологическом процессе «на холостом ходу» с последующим переводом оборудования на работу «под нагрузкой» с подачей УВС. Вывод на устойчивый проектный технологический режим, обеспечивающий непрерывность технологического процесса и выпуск продукции согласно требуемым технологическим параметрам работы объекта.

Комплексное опробование следует выполнять на объекте в соответствии с утвержденными Заказчиком графиком и программой проведения работ. До начала комплексного опробования оборудования должны быть задействованы автоматизированные и другие средства противоаварийной и противопожарной защиты с предоставлением подтверждающих актов проверки данных систем.

Генеральная и субподрядная организации в период комплексного опробования оборудования на эксплуатационных режимах обеспечивают дежурство своего инженерно-технического персонала для оперативного привлечения соответствующих работников к устранению выявленных дефектов строительных и монтажных работ.

Комплексное опробование оборудования следует проводить в следующем порядке:

- проверка готовности к включению и выключению оборудования, средств измерений и корректировка значений параметров настройки систем с учетом их взаимного влияния в процессе эксплуатации;
- пуск всего оборудования объекта, загрузка его сырьем до проектного значения, вывод на проектный технологический режим, испытание на непрерывном проектном технологическом режиме в течение 72 часов (для оборудования, работающего в непрерывном технологическом режиме).
- Пусконаладочные работы

2. Под периодом комплексного опробования оборудования (именуемым в дальнейшем комплексным опробованием) понимается период, включающий пусконаладочные работы, выполняемые после индивидуальных испытаний оборудования.

3. Решение о начале проведения комплексного опробования объекта под нагрузкой принимается представителем заказчика и руководителем генподрядной организации.

4. Генеральная и субподрядные организации в период комплексного опробования оборудования на эксплуатационных режимах обеспечивают дежурство своего инженерно-технического персонала для оперативного привлечения соответствующих работников к устранению выявленных дефектов строительных и монтажных работ.

5. Дефекты оборудования, выявленные в процессе пусконаладочных работ при комплексном опробовании, должны быть устранены генподрядчиком до приемки объекта в эксплуатацию.

6. Комплексное опробование оборудования осуществляется пусконаладочной организацией с участием эксплуатационного персонала заказчика и представителей проектной организации, и при необходимости - персонала предприятий-изготовителей оборудования. По результатам комплексного опробования составляется акт комиссии о приемке объекта в эксплуатацию.

10. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПУСКА

Трубопровод топливного газа с АГРС - Схема АГРС (37-26-202-1АК-01-03-ГС)

После индивидуальных испытаний:

Генеральный подрядчик должен обеспечить дежурство следующих ресурсов:

- старший бригады – 1 ед.;
- сварщик -1 ед.;
- резчик – 1 ед.;
- слесарь ремонтник – 2 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- электромонтер – 2 ед.;
- дежурный а/м с водителем – 1 ед.;
- сварочный агрегат – 1 ед.;
- экскаватор-погрузчик – 1 ед.;
- автокран (25 тн) – 1 ед.

Пусконаладочная бригада должна состоять из:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер по газовому хозяйству – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- машинист по компрессорному оборудованию – 1 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика:

- операторы ДНГ - 2ед.;
- начальник смены – 1 ед.;
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства);
- инженер технолог УОГ – 1 ед. (поставщик УОГ);
- инженер наладчик УОГ – 1 ед. (поставщик УОГ);
- инженер АСУ УОГ – 1 ед. (поставщик УОГ);
- инженер механик УОГ – 1 ед. (поставщик УОГ);
- инженер электрик УОГ – 1 ед. (поставщик УОГ);
- инженер АСУ – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер КИПиА – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер наладчик КУУГ – 1 ед. (поставщик КУУГ);
- инженер АСУ КУУГ – 1 ед. (поставщик КУУГ);
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед. (обслуживающая компания по ЭО);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Участок №1 (диаметр 114*7 мм)

Рабочее давление газопровода – 4,4МПа

КШ-1, КШ-2 и АГРС:

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер по газовому хозяйству – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;

- слесарь КИПиА – 1 ед.

- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;

- операторы ДНГ - 2 ед.;

- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства);

- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Газопровод от МГ до точек потребления топливным газом должен быть заполнен азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

ТОО «Урихтау Оперейтинг несет затраты по участие на ПНР представителей АО «КазТрансГаз».

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску топливного газа:

1. На Крановом узле 1ТГ проверка наличия давления на входе КШ-1 со стороны МГ, установка запорной арматуры КШ-1в на байпасной линии в положение закрыто, проверка герметичности соединений газоанализаторами, перевод КШ-1 в местный режим управления;
2. На Крановом узле 2ТГ установка подземной запорной арматуры КШ-2 в положение открыто, запорной арматуры КШ-2в на байпасной линии в положение закрыто, перевод КШ-2 в местный режим управления;
3. На площадке АГРС установка запорной арматуры ГТ-1 в положение открыто;
4. В технологическом блоке АГРС установка запорной арматуры КР-29, КР 26, КР-25 в положение открыто, всю остальную запорную арматуру технологического блока АГРС в положение закрыто;
5. Проверка уровня заполнения емкости одоранта ЕО-0,5/16-У5-1, при необходимости заполнить до рабочего уровня;
6. Заполнение системы подготовки теплоносителя на АГРС;
Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску топливного газа:
7. На Крановом узле 1ТГ открытие КШ-1 производить в местном режиме плавно до уравнивания и стабилизации давления до запорной арматуры ГТ-1 на входе АГРС, открытие производить до давления не выше 1,3 МПа.
8. На АГРС открыть запорную арматуру Кр-32 и Кр-33 на продувочную свечу;
9. Проверить соответствие давлений по месту и на АРМ оператора ДНС на Крановых узлах 1 ТГ, 2 ТГ и АГРС;
10. На продувочной свече с Кр-32 и 33, при первом появлении сигнала о содержании метана на газоанализаторе, после обнаружения топливного газа закрыть Кр-32 и 33;
11. На АГРС открыть запорную арматуру КР-27, 3д1, Кр-51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, и вентили Кр-67, 68, 69 на продувочную свечу на входе в Котлы №1,2,3, давление в системе не должно превышать 1,3 МПа;
12. Произвести контроль выхода продувочного газа на свече, после определения выхода топливного газа закрыть продувочные вентили;
13. Открыть запорную арматуру Кр-9 с емкости теплоносителя и подать теплоноситель на вход насоса подпитки;
14. Открыть запорную арматуру Кр-5, и пропустив теплоноситель через байпас насоса подпитки стравить воздух в системе подачи теплоносителя на Котлы;
15. Закрыть Кр-5 и открыть Кр-10, 11, 12 вход теплоносителя на вход в Котлы-№1,2,3;
16. Запустить насос подпитки теплоносителя предварительно перекрыв его байпасную линию и заполнить котлы теплоносителем до рабочего уровня;

17. После заполнения уровня в котлах проверить систему автоматического отключения насоса подпитки, при ее несрабатывании отключить насос в местном режиме;
18. После набора уровня в Котлах запустить циркуляционные насосы, при работающих циркуляционных насосах произвести стравливание воздуха в системе циркуляции теплоносителя;
19. После стравливания воздуха отключить циркуляционные насосы, предназначенные для резерва;
20. Запустить поочередно Котлы №1,2,3 и вывести на рабочий режим;
21. После вывода на рабочий режим отключить Котлы, предназначенные для резерва и сопутствующее оборудование, в случае проведения работ в летнее время года отключить систему отопления;
22. Открыть запорную арматуру КР-30, 31, 34, 35 и продувочные вентили Кр-36, 37;
23. Произвести контроль выхода продувочного газа на свече, после определения выхода топливного газа закрыть продувочные вентили;
24. Открыть запорную арматуру КР-42, 43, 38, 39, 40, 41, 44, 45, 46, 47 и продувочные вентили Кр-48, 49, 50;
25. Произвести контроль выхода продувочного газа на свече, после определения выхода топливного газа закрыть продувочные вентили;
26. Открыть запорную арматуру на выходе с блока учета расхода газа на линии Кр-46;
27. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС;
28. Закрыть запорную арматуру КР-27, 25, 31, 35, 43, 38, 40, 45, 47, 52, 54, 56, 58, 61, 63, 3д1;
29. Поднять давление в трубопроводе на входе в АГРС до проектных значений (4,4 МПа).

Справочно:

- Параметры на срабатывание КШ-1 PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа

- Параметры на срабатывание КШ-2 PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа.

Участок №2 (диаметр 219*8 мм)

Рабочее давление газопровода – 1,3 МПа

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер по газовому хозяйству – 1ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску топливного газа:

1. Установка запорной арматуры ГТ-2, 5, 6, 7, 8, 9, в положение закрыто, проверка наличия давления на входе ГТ-2 со стороны АГРС, установка запорной арматуры ГТ-3, 4 в положение открыто, проверка герметичности соединений газоанализаторами;
2. На площадке ПГБ установка всей запорной арматуры в положение закрыто;

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску топливного газа:

3. На выходе с АГРС открытие ГТ-2 производить плавно до уравнивания и стабилизации давления до запорной арматуры ГТ-5 на выходе ПГБ в диапазоне 0,3-0,6МПа;
4. После уравнивания и стабилизации давления на участке №2 открыть продувочный вентиль на свече ПГБ;

5. Открыть запорную арматуру ГТ-5 плавно до уравнивания и стабилизации давления до запорной арматуры ГТ-7;
6. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС;
Справочно
ПГБ:

Регулирование давления на выходе из ПГБ в диапазоне 0,3-0,6 МПа для подачи газа с ПГБ следующим потребителям топливного газа:

- на газовую горелку Г-11 УОГ;
- для подачи на дежурные горелки факела на ДНС;
- на продувку факельной системы на ДНС.

Участок №3 (Установка осушки газа – топливный газ)

Рабочее давление газопровода – 0,3-0,6 МПа

Пусконаладочная бригада:

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер технолог – 1 ед.
- инженер наладчик – 1 ед.
- инженер АСУ – 1 ед.
- инженер механик – 1 ед.
- инженер электрик – 1 ед.
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства).

Комплексное опробование установки осушки газа будет производиться согласно Программе проведения пусконаладочных работ объекта: «Установка осушки попутного нефтяного газа месторождения Урихтау».

Участок №4 (Продувка факельной системы)

Рабочее давление газопровода – 0,3-0,6 МПа

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер по газовому хозяйству – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства).

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску топливного газа на продувку факельной системы:

1. Проверка наличия давления на входе ГТ-6, проверка герметичности соединений газоанализаторами;

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску топливного газа на продувку факельной системы:

1. Открыть запорную арматуру ГТ-6 и далее регулирующие клапана XV-010, 008, 021, закрыть запорную арматуру XV-009, 011, 012;
2. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС.

Участок №5 (Компрессорная воздуха КИПиА)

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;

- инженер механик – 1 ед.;
- машинист по компрессорному оборудованию – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер наладчик ЭО – 1 ед.;
- электромонтер – 2 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед. (обслуживающая компания по ЭО);
- инженер технолог УОГ – 1 ед.
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ УОГ – 1 ед.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску компрессорной воздуха:

1. Установка запорной арматуры В-1, 2 в положение открыто, проверка герметичности соединений на всех линиях воздуха;
2. Проверка систем электропитания компрессора;
3. Ознакомиться с руководством по эксплуатации компрессорного оборудования;
4. Выдача нарядов на работу с электрооборудованием.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску компрессорной воздуха:

1. Запустить компрессор и подать воздух КИПиА в ресивер открыв запорную арматуру В-1 и далее производят набор ресивера, согласно технической документации завода-изготовителя
2. После набора ресивера до рабочих значений открыть запорную арматуру В-2 на входе в УОГ.
3. Произвести контрольную отработку пневмоклапанов на УОГ;
4. Установить клапанов в режим пуска УОГ;
5. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС.

Участок №6 (Компрессорная Азота)

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- машинист по компрессорному оборудованию – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер наладчик ЭО – 1 ед.;
- электромонтер – 2 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;

- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед. (обслуживающая компания по ЭО);
- инженер технолог УОГ – 1 ед.
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ УОГ – 1 ед.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску компрессорной азота:

1. Установка запорной арматуры А-1, в положение открыто, проверка герметичности соединений на всех линиях азота;
2. Проверка систем электропитания компрессора;
3. Ознакомиться с руководством по эксплуатации компрессорного оборудования;
4. Выдача нарядов на работу с электрооборудованием.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску компрессорной азота:

1. Запустить компрессор и подать азот в ресивер открыв запорную арматуру А-1 и далее производят набор ресивера, согласно технической документации завода-изготовителя;
2. Установить систему подачи азота в режим пуска УОГ;
3. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС.

Сырой газ от ДНС Урихтау на УКПГ Кожасай

Участок №7 (Подача сырого газа на Установку осушки газа)

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер наладчик ЭО – 1 ед.;
- электромонтер – 2 ед.;

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер технолог – 1 ед.
- инженер наладчик – 1 ед.
- инженер АСУ – 1 ед.
- инженер механик – 1 ед.
- инженер электрик – 1 ед.
- инженер технолог – 1 ед.

Газопровод от 1 ступени сепарации (С-1, ГС-1) до УОГ должен быть заполнен азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску сырого газа на УОГ:

1. Подать электроэнергию на УОГ;
2. Установка запорной арматуры Г-12, 13, 14 на узле расходомера в положение открыто

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску сырого газа на УОГ:

1. Открыть запорную арматуру XV-013.1 с пульта операторной;
2. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС.

Участок №8 (Установка осушки газа – сырой газ)

Пусконаладочная бригада:

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер технолог УОГ – 1 ед.
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ УОГ – 1 ед.
- инженер механик УОГ – 1 ед.
- инженер электрик УОГ – 1 ед.
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства).

Все газопроводы на площадке УОГ должны быть заполнены азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Комплексное опробование установки осушки газа будет производиться пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Справочно:

При проведении ПНР УОГ нефтяной газ сбрасывается на факел высокого давления до вывода установки на нормальный технологический режим по температуре точки росы газа (-7 °С) для этого запорная арматура Г-15 и э/здвижка ASDV-606 должны быть закрытыми, а запорная арматура Г-17 и э/здвижка ASDV-605 открытыми (подача газа на факел высокого давления). ПНР УОГ производится согласно техническим документам, Технологическому регламенту представителями и Программе проведения пусконаладочных работ объекта: «Установка осушки попутного нефтяного газа месторождения Урихтау» Поставщика оборудования.

Участок №9 (Продувка сырьевого газопровода)

Рабочее давление газопровода – 1,3 МПа

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- машинист по компрессорному оборудованию – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер наладчик ЭО – 1 ед.;
- электромонтер – 2 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед. (обслуживающая компания по ЭО);
- инженер технолог УОГ – 1 ед.
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.

- инженер АСУ УОГ – 1 ед. (поставщик УОГ).
- инженер АСУ – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер КИПиА – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Газопровод от УОГ до Кранового узла 1 запорной арматуры МГ-1 должен быть заполнен азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к продувке сырьевого газопровода:

1. Расставить оперативный персонал на все крановые узлы (КУ-1 – КУ-8);
2. Установить запорную арматуру МГ-1, 1А и МГ-8, 8А на крановых узлах в положение закрыто;
3. Установить запорную арматуру МГ-2, 3, 4, 5, 6, 7 на крановых узлах в положение открыто, запорную арматуру на байпасных линиях МГ-2А, 3А, 4А, 5А, 6А, 7А и запорную арматуру на площадке КУУГ ЭЗ-Г5, 6, 7 в положение закрыто;
4. Установить запорную арматуру на конденсатосборниках К-1а, 1б, 2а, 2б, 3а, 3б в положение открыто, запорную арматуру на К-1в, 2в, 3в в положение закрыто;
5. Установить запорную арматуру А-3, 6, в положение открыто, запорную А-4, 5, 7, 8, в положение закрыто;

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к продувке сырьевого газопровода:

1. Запустить компрессорную азота для продувки газопровода;
2. Осуществлять контроль приборов КИПиА, при достижении давления в трубопроводе 1,0 МПа перед запорной арматурой МГ-1, 1А плавно открыть запорную арматуру МГ-1;
3. Открыть запорную арматуру на конденсатосборниках К-1в, 2в, 3в для продувки данных емкостей;
4. Осуществлять контроль выхода воздуха на конденсатосборниках газоанализаторами, при определении выхода азота закрыть запорную арматуру К-1в, 2в, 3в;
5. Осуществлять контроль приборов КИПиА, при достижении давления в трубопроводе 1,0 МПа перед запорной арматурой МГ-8, 8А плавно открыть запорную арматуру МГ-8;
6. Осуществлять контроль приборов КИПиА, при достижении давления в трубопроводе 1,0 МПа перед запорной арматурой на площадке КУУГ ЭЗ-Г5, 6, 7 плавно открыть запорную арматуру ЭЗ-Г5;
7. Осуществлять контроль выхода воздуха на факельной установке КУУГ газоанализаторами, при определении выхода азота с факельной установки плавно закрыть запорную арматуру ЭЗ-Г5;

Участок №10 (Подача осушенного газа в сырьевой газопровод)

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- инженер электрик – 1 ед.;
- инженер наладчик ЭО – 1 ед.;
- электромонтер – 2 ед.;

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;

- инженер технолог УОГ – 1 ед.
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ УОГ – 1 ед.
- инженер механик УОГ – 1 ед.
- инженер электрик УОГ – 1 ед.
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Газопровод от УОГ до Кранового узла 1 запорной арматуры МГ-1 должен быть заполнен азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к подаче осушенного газа в сырьевой газопровод:

1. Довести температуру точки росы осушенного газа до требований Технологического регламента УОГ;
2. На площадке ПРГ запорную арматуру на основной линии установить в положение открыто, а на байпасной линии в положение закрыто;
3. На площадке УЗС-Г э/задвижку ЭЗ-Г2 установить в положение открыто, э/задвижки ЭЗ-Г1, ЭЗ-Г3 и ЭЗ-Г4 в положение закрыто.

Запуск осушенного газа в газопровод осуществляется наладчиками Поставщика оборудования УОГ.

Участок №11 (Топливный газ на факельную установку КУУГ (Кожасай))

Рабочее давление газопровода – 1,6 МПа

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер технолог – 1 ед. (обслуживание газового хозяйства).
- инженер АСУ – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер КИПиА – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Газопровод (включая линию с баллонов пропана) должен быть заполнен азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к подаче топливного газа на дежурные горелки факельной установки КУУГ:

1. Проверка наличия давления на входе запорной арматуры ТГ-К1;
2. Проверка настроек/уставок БЗР согласно руководству по эксплуатации факельной установки;
3. Установить запорную арматуру ТГ-К2, К3 в положение открыто, запорную арматуру ТГ-К4 в положение закрыто.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подаче топливного газа на дежурные горелки факельной установки КУУГ:

1. Открыть запорную арматуру ТГ-K1;
2. Осуществляем контроль выхода топливного газа с факельной установки газоанализаторами, при определении поступления топливного газа осуществить розжиг дежурной горелки через БАРКП.

Участок №12 (Сырьевой газопровод)

Рабочее давление газопровода – 1,3 МПа

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер технолог УОГ – 1 ед.
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер КИПиА – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Газопровод должен быть заполнен азотом.

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по подготовке к запуску сырьевого газопровода:

1. Расставить оперативный персонал на все крановые узлы (КУ-1 – КУ-8);
2. Установить запорную арматуру МГ-1, 1А и МГ-8, 8А на крановых узлах в положение закрыто;
3. Установить запорную арматуру МГ-2, 3, 4, 5, 6, 7 на крановых узлах в положение открыто, запорную арматуру на байпасных линиях МГ-2А, 3А, 4А, 5А, 6А, 7А и запорную арматуру на площадке КУУГ ЭЗ-Г5, 6, 7 в положение закрыто;
4. Установить запорную арматуру на конденсатосборниках К-1а, 1б, 2а, 2б, 3а, 3б в положение открыто, запорную арматуру на К-1в, 2в, 3в в положение закрыто;

Пошаговые действия пуско-наладочной бригады по запуску сырьевого газопровода:

1. Плавно открыть запорную арматуру МГ-1 на площадке КУ-1 с дальнейшим набором давления по площадкам газопровода, с выдачей информации по параметрам по месту и операторной АРМ.
2. Производить постоянный контроль параметров на конденсатоотводчиках К-1, 2, 3;
3. Произвести сличение и наладку приборов КИПиА по месту и на АРМ оператора ДНС.
4. При достижении рабочего давления на площадке КУ-8 открыть запорную арматуру МГ-8 с дальнейшей подачей газа на УПС-Г;
5. При достижении рабочего давления на площадке КУУГ перед запорной арматурой ЭЗ-Г5, 6, 7 открыть запорную арматуру ЭЗ-Г5 на факельную установку КУУГ;
6. Осуществлять контроль розжига факельной установки на сырьевом газе;
7. После розжига факельной установки на сырьевом газе приступить к запуску КУУГ.

Справочно:

Площадка КУ-1

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-2

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-3

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-4

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-5

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-6

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-7

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Площадка КУ-8

Параметры на срабатывание давления PSH-5,0 МПа, PSHH-5,6 МПа, PSL-3,5 МПа, PSL-3,0 МПа
Участок №13 (КУУГ)

Рабочее давление газопровода – 1,3 МПа

Пусконаладочная бригада:

От пуско-наладочной компании:

- инженер технолог – 1 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер АСУ – 1 ед.;
- инженер КИПиА – 1 ед.;
- слесарь КИПиА – 1 ед.;
- а/м с водителем – 1 ед.

От Заказчика

- начальник смены – 1 ед.;
- операторы ДНГ - 2 ед.;
- инженер механик – 1 ед.;
- инженер наладчик УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ УОГ – 1 ед.
- инженер АСУ – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер КИПиА – 1 ед. (обслуживающая компания по АСУТП);
- инженер наладчик КУУГ – 1 ед. (поставщик КУУГ);
- инженер АСУ КУУГ – 1 ед. (поставщик КУУГ);
- а/м с водителем – 1 ед. (подрядная компания по транспорту).

Все газопроводы на площадке КУУГ должны быть заполнены азотом для вытеснения кислорода (газ заполняется во время проведения пневмоиспытаний).

Начальник смены в установленном порядке должен выдать наряд на проведение пусконаладочных работ пуско-наладочной и обслуживающей организации.

Комплексное опробование КУУГ будет производиться Поставщиком КУУГ.

Справочно:

При проведении ПНР УОГ нефтяной газ сбрасывается на факел высокого давления до вывода КУУГ на нормальный технологический режим по температуре точки росы газа (-7 °С). После достижения ПНР КУУГ необходимо произвести наладку измерительных линий, БИК согласно методике выполнения измерений и отдельной Программе ПНР на КУУГ. Обеспечить настройку регуляторов давления «после себя» на давление 0,38...0,42 МПа перед УКПГ-40. Обеспечить контроль за состоянием запорной арматуры, КИП, соответствие значений технологических параметров на АРМ операторов ДНС, GPC.

Приложения:

1. Технологическая принципиальная схема ДНС с УОГ;
2. Технологическая принципиальная схема УОГ;
3. Технологическая принципиальная схема КУУГ;
4. Технологическая принципиальная схема АГРС;

5. *Схема принципиальная технологическая газопровода ДНС – УКПГ-40 Кожасай с КУУГ.*

11.ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.

До начала работ исполнитель согласно СНиП 12-03-2001 должен ознакомиться с действующими правилами внутреннего распорядка, строго их выполнять.

Персонал пусконаладочной организации, выделенный для проведения работ, должен пройти инструктажи по безопасности и охране труда и правилам работы на действующим предприятии, а также пройти обучение по курсам промышленной безопасности, пожарной безопасности в объеме пожаротехнический минимум, оказанию первой доврачебной помощи и электробезопасности, и иметь при себе соответствующее удостоверение. Обучение проводится в специализированных учебных центрах. Вводный инструктаж проводится службами заказчика в объеме, установленном отраслевым, министерствами, о его проведении должна быть сделана запись в журнале регистрации вводного инструктажа по безопасности и охране труда. Работникам, выполняющим работы на территории Товарищества, ответственным лицом за производство работ подрядной организации, до начала производственной деятельности проводится первичный инструктаж на рабочем месте, при необходимости проводится целевой инструктаж, ознакомление с «Положением по безопасности и охране труда, пожарной и промышленной безопасности, охране окружающей среды на объектах ТОО «Урихтау Оперейтинг» при оказании услуг и выполнении работ подрядными организациями» под роспись в листе ознакомления.

Соблюдать требования пожарной безопасности.

Запрещается прикасаться руками к токоведущим частям силового оборудования до отключения от сети.

Не допускается ввоз на территорию объектов токсичных, пожароопасных веществ, не используемых на данном объекте.

Не допускается использовать проезды, дороги, тротуары, площадки для складирования материалов.

12.ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ УСТРАНЕНИЯ РАБОТ.

12.1. Перед выполнением работ/услуг, представитель подрядчика должен ознакомиться с условиями и местом проведения работ/услуг, привести в готовность соответствующие средства индивидуальной защиты, проверить исправность и соответствие приспособлений, оснастки, инструмента по характеру выполняемой работы/услуги, организовать безопасное проведение работ/услуг. На взрывопожароопасных объектах применяются инструменты и приспособления, не дающие искру при ударе, взрывозащищенного исполнения электрифицированные инструменты и освещение.

12.2. Подрядчики должны соблюдать правила внутреннего трудового распорядка Товарищества и положение о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах Товарищества, Политики и требования настоящего Положения. Посещение помещений, зданий, цехов и участков, не оговоренных в контракте (договоре/соглашении), не допускается.

12.3. Работники подрядчиков должны производить только те работы/услуги и в тех местах, которые указаны в контракте (договоре/соглашении). Вход на территорию объектов (цех, участок) без сопровождения уполномоченного работника запрещается (запрещается останавливаться и проходить под поднимаемыми и транспортируемыми грузами, заходить за

сигнальные и защитные ограждения, наступать на крышки люков колодцев, электрокабели, курить вне специально отведенных местах, проносить на территорию и хранить легковоспламеняющиеся вещества).

12.4. На производственных объектах запрещается передвижение и ведение Подрядчикам запрещается производить работ/услуг (работ повышенной опасности) на территории Товарищества без средств индивидуальной защиты (без спецодежды, без защитной каски, без защитных очков, СИЗОД), использование открытого огня. Для защиты от вредных и опасных производственных факторов подрядчики обязаны применять коллективные и индивидуальные средства защиты в зависимости от характера и вида выполняемых работ/услуг.

12.5. В случае возгораний и пожаров, применить первичные средства пожаротушения и сообщить руководству Товарищества.

12.6. При возникновении аварийной ситуации, подрядчики должны прекратить работу, уйти в безопасное место и сообщить руководству Товарищества о случившемся.

12.7. При травмировании, выявлении опасности травмирования, возникновения аварийной ситуации, неисправности оборудования, приспособлений и инструментов необходимо немедленно прекратить работу, оповестить руководство Товарищества.

12.8. При несчастном случае необходимо освободить пострадавшего от травмирующего фактора, оказать первую экстренную доврачебную помощь, вызвать скорую медицинскую помощь, сохранить обстановку места происшествия до прибытия руководства Товарищества, если это не угрожает жизни и здоровью людей, либо дальнейшему развитию аварии.

12.9. Ответственность за безопасную организацию работ/услуг на объектах возлагается на руководителя Подрядчика, выполняющего работы/услуги по контракту (договору/соглашению).

12.10. Лица находящиеся на территории Товарищества несут ответственность за соблюдение требований Положений Товарищества в соответствии с действующим законодательством РК. В случае возникновения аварийных ситуаций при выполнении работ/услуг Подрядчиком по вине Подрядчика всю полноту ответственности Подрядчик берет на себя.

12.11. Основные требования к транспортировке и автотранспорту Подрядчика и проверяемым транспортным средствам, и водителям транспортных средств подрядчиков:

12.11.1. Водители, управляющие автотранспортными средствами, должны соответствовать следующим квалификационным требованиям:

- наличие удостоверения на право управления транспортным средством соответствующей категории;
- наличие стажа непрерывной работы в качестве водителя транспортного средства этой категории не менее трех лет;
- водитель должен проходить обязательное периодическое медицинское освидетельствование и к началу работы должен пройти предрейсовый медицинский осмотр, по окончании работы после сменное освидетельствование. Отметка о прохождении медицинского осмотра должна быть отмечена в путевом листе. В случае отсутствия отметки о прохождении медицинского осмотра водитель не допускается к работе;
- наличие личной медицинской книжки при транспортировке, погрузке, разгрузке пищевых продуктов и питьевой воды.

12.11.2. Автотранспортные средства должны предоставляться в технически исправном состоянии и внешне чистом виде.

12.11.3. Транспортные средства и механизмы допускаются для работ на территории Товарищества при наличии разрешительных документов от контролирующих органов, технической документации (при необходимости на право перевозки опасных грузов), знаков, надписей, средств пожаротушения и противоаварийной защиты.

12.11.4. Транспортные средства должны быть оборудованы и соответствовать:

12.11.4.1. Конструктивно-техническим характеристикам завода-изготовителя и нормативным документам по стандартизации РК к конструкции, оборудованию и техническому состоянию транспортных средств;

12.11.4.2. Действующим Правилам и требованиям по перевозке опасных грузов автомобильным транспортом (автотранспортные средства и механизмы, привлекаемые для перевозки опасных грузов), устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

12.11.4.3. Данным регистрационных документов;

12.11.4.4. Действующим санитарно-гигиеническим нормам, противопожарным требованиям и соответствовать законодательству РК, автотранспортные средства для перевозки людей, воды и пищевых продуктов, и должны иметь санитарные паспорта (заключения).

12.11.4.5. Действующим Правилам дорожного движения и другим нормативным правовым актам Республики Казахстан;

12.11.5. Все автомашины Подрядчика, задействованные в выполнении услуг контракта (договора/соглашения), должны быть укомплектованы всеми необходимыми средствами и оборудованием в соответствии с требованиями при прохождении ежегодного технического осмотра в компетентных органах или специальных лицензированных предприятиях.

12.11.6. Все транспортные средства Подрядчика подлежат проверке на техническое состояние и соответствие требованиям безопасности и подлежат утверждению Товариществом.

12.11.7. Товарищество в любое время имеет право проводить инспекцию или аудит на техническое состояние и соответствие требованиям безопасности и требованиям настоящего раздела. В случае выявления грубых нарушений, которые могут представлять опасность, Товарищество вправе отстранить транспортное средство до устранения нарушений. Подрядчик за свой счет должен своевременно и надлежащим образом исправлять выявленные недостатки.

12.11.8. Все транспортные средства Подрядчика должны быть оснащены 3-х точечными ремнями безопасности на всех сидениях.

12.11.9. Подрядчик обязан соблюдать режим работы и отдыха водителей, не допускать переработок во избежание переутомления.

12.11.10. Проезд транспортных средств, не оборудованных средствами пожаротушения и противоаварийной защиты (в том числе при необходимости устройством для заземления), искрогасителями заводского исполнения, на территорию объектов Товарищества запрещается.

12.11.12. Запрещается стоянка транспортных средств и механизмов в необозначенных местах на территории Товарищества, перекрестках, участках с ограниченной видимостью, под эстакадами, галереями, коммуникациями, линиями электропередач, на колодцах.

12.11.13. Соблюдать безопасное передвижение по месторождению и выполнять правила дорожного движения, согласно установленным дорожным знакам. Соблюдать скоростной режим по месторождению Урихтау, максимальная скорость передвижения транспортных средств по внутрипромысловым дорогам – не более 40 км/ч; на участках и складах, на территории промбазы Товарищества – не более 5 км/ч.

12.11.14. Подрядчик/Исполнитель должен своевременно проводить инструктаж по безопасности и охране труда и соблюдению безопасности дорожного движения с водителями автотранспортных средств.

12.11.15. Водители автотранспортных средств не должны допускать проезд по несанкционированным полевым дорогам, как на месторождении, так и на прилегающей к месторождению территории. Двигаться строго по схеме, предоставленной Товариществом.

12.12. Подрядчик должен обратить особое внимание на вопросы охраны окружающей среды, а также сократить до минимума отрицательное воздействие деятельности Подрядчика и ущерб, который может возникнуть в результате такой деятельности. Товарищества в праве требовать возмещение ущерба, нанесенного окружающей среде Подрядчиком, а также аварийных ситуаций, возникших по вине Подрядчика в случае несоблюдения им требований законодательных и нормативных документов РК и доведенных до персонала Подрядчика внутренних документов Товарищества.

12.13. В случае возникновения аварийных ситуаций при проведении работ/услуг, повлекших загрязнение окружающей среды, вся полнота ответственности ложится на Подрядчика, в т.ч. ответственность перед третьими лицами. Вопрос касательно извещения государственных органов о произошедшей аварии, Подрядчик должен предварительно согласовать с руководством Товарищества.

12.14. Подрядчик должен обеспечить незамедлительно передачу информации в ТОО «Урихтау Оперейтинг» о всех нештатных ситуациях (несчастных случаях, ДТП, авариях, инцидентах, пожарах и т.п.) на договорной территории.

12.15. В процессе оказания услуг Подрядчик обязан вести учет несчастных случаев, ДТП, аварий, инцидентов, пожаров, проводить их расследование и анализ.

12.16. Подрядчик несет полную ответственность за последствия несчастных случаев, также в случае возникновения аварийных ситуаций и аварий при выполнении работ/услуг Подрядчиком, допущенных персоналом Подрядчика. Подрядные организации проводят расследование причин аварий и инцидентов, произошедших во время выполнения работ/услуг в соответствии с законодательством РК.

12.17. Подрядчик обязан осуществлять производственный контроль, путем проведения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безопасного ведения работ, функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий на этих объектах (участках производства работ) и обеспечение готовности к локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий.

13. Порядок и технические средства оповещений предприятий, организаций и людей об угрозе возможного загрязнения атмосферы и действиях при аварийных ситуациях.

13.1. Во избежание отравления работающих на месторождении с содержанием сероводорода или других опасных газов при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:

13.2. При появлении загазованности на объектах немедленно оповестить всех людей, находящихся на его территории, принять меры по предотвращению отравлений.

13.3. При возникновении концентрации сероводорода выше предельно-допустимой нормы вывести людей в безопасную зону, обесточить линии электроснабжения в зоне загазованности, принять меры противопожарной безопасности и немедленно сообщить руководству СОУП ТОО «Урихтау Оперейтинг» о загазованности с указанием концентрации опасного газа, направлении скорости ветра, при получении информации, замерить длину загазованности в ширину шлейфа.

13.4. При выходе людей из зоны загазованности следует помнить, что двигаться нужно против направления ветра, исключение составляют причины возникновения загазованности от постороннего источника.

13.5. Получив информацию о загазованности объекта, работник должен немедленно оповестить все предприятия, подразделения и населенные пункты в первую очередь те, в сторону которых распространяется газовый шлейф.

13.6. При необходимости эвакуации немедленно сообщить количестве необходимого для этого транспорта и контролировать ход эвакуации.

13.7. Установить сигнал-сирену для оповещения людей об аварии.

13.8. Услышав сигнал все люди, находящиеся на территории объекта непосредственно незадействованные в работах по ликвидации аварии, должны немедленно прибыть к месту сбора с индивидуальными противогазами для последующей эвакуации.

13.9. Ежедневно все предприятия, ведущие работы на месторождении должны сообщать в СОУП о месте проведения работ и количество работающих.

13.10. Движение транспортных средств на месторождениях производится только в соответствии с утвержденной схемой движения, строго соблюдая установленные предупредительные знаки.

13.12. В случае возникновения аварийной ситуации передвижение к месту сбора при ЧС производить строго согласно Плана эвакуации. Для подъезда к объектам необходимо руководствоваться утвержденной схеме движения, находящиеся перед входом на объект.

13.13. После выполнения первоочередных действий по ПЛА дальнейшее руководство по ликвидации аварии проводится оперативным штабом с привлечением АСС.

13.14. Привлекаемый к работам на газоопасных объектах персонал подрядных организаций проходит обучение и проверку знаний в объеме, установленном для персонала организации, с учетом места и вида работ, и использует индивидуальные газосигнализаторы, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ.

13.15. Изолирующие дыхательные аппараты применяются обслуживающим персоналом при выполнении операций, предусмотренных технологией производства газоопасных работ в условиях возможного выделения сероводорода, выполнения первоочередных действий при возникновении аварийной ситуации.

13.16. Работы в условиях возможного выделения и скопления в воздухе рабочей зоны сероводорода должны проводиться не менее чем двумя исполнителями, один из которых страхует другого.

14. Защита персонала при аварийных ситуациях:

При аварийных ситуациях может произойти выброс вредных веществ (нефть, сероводород и других газов).

При отсутствии загорания выброс газа является источником высокой токсикологической опасности.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при аварийных ситуациях, являются:

- предупреждение, а в случае возникновения аварийных газовых выбросов, их немедленная локализация и ликвидация;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и спецодежды;
- наличие и исправность работы датчиков-газоанализаторов;
- осуществление эвакуации работающих из зоны загрязнения воздуха при аварийных ситуациях;
- подготовка работающих по вопросам возможной опасности, включая отработку практических навыков действий в аварийных ситуациях и пользования средствами индивидуальной защиты;
- предварительное планирование мероприятий, направленных на защиту персонала при возможных аварийных ситуациях;
- организация островков безопасности.

Одной из наиболее эффективных мер защиты, работающих от отравления парами углеводородов при возможных аварийных выбросах, является обеспечение их готовыми к немедленному использованию средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). Обслуживающий персонал обеспечен средствами индивидуальной защиты, дающими возможность нахождения людей в течение короткого времени в загрязненной атмосфере и гарантирующих безопасный выход из загазованной зоны.

Ответственные лица на предприятии должны постоянно контролировать правильность и сроки хранения СИЗОД в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации.

15. Аварийный разлив нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) I-го уровня

I-й уровень характеризуется развитием аварийной ситуации в пределах только одного технологического блока без влияния на смежные и отсутствием возможности дальнейшего развития аварийной ситуации.

Локализация аварийной ситуации уровня I производится персоналом объекта без привлечения аварийно-спасательных формирований. По согласованию с руководством производственная деятельность во время ликвидации разлива уровня I может не приостанавливаться.

Первый, заметивший разлив нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ), всеми доступными средствами (голосом, знаками) оповещает руководителя подразделения, диспетчера. Руководитель подразделения немедленно докладывает об аварии руководителю месторождения или его заместителю. Руководитель месторождения анализирует сложившуюся обстановку, при необходимости приостанавливает работу и через диспетчера оповещает о случившемся руководство Товарищества. Управление мероприятиями по ликвидации последствий аварийного разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) до прибытия руководства Товарищества производится руководителем месторождения.

Руководитель месторождения оценивает обстановку, при необходимости приостанавливает технологический процесс, докладывает руководству Товарищества о принятых мерах по ликвидации разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ).

Особенности действий персонала при аварийном разливе нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) I-го уровня:

организовывается оповещение и эвакуация из опасной зоны автотранспорта и людей, непосредственно не участвующих в ликвидации аварийного разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ);

организовывается соблюдение режима противопожарной безопасности;

организовывается доставка и использование к месту разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) штатных средств пожаротушения;

контролируется правильность действий персонала в ходе выполнения мероприятий по сбору разлившейся нефти (нефтепродуктов);

обеспечивается принятие мер по первоначальной локализации разлива.

Персонал, принимающий участие в ликвидации разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) действует в соответствии с указаниями руководителя месторождения и обязан соблюдать правила безопасности по безопасным приемам и методам работ.

16. Аварийный разлив нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) II-го уровня

II-й уровень характеризуется выходом аварийной ситуации за пределы одного технологического блока с возможностью дальнейшей эскалации аварии.

Работы на объекте прекращаются. Посторонние лица и автотранспорт удаляются с территории объекта. В обязательном порядке уведомляется руководство Товарищества. При наличии пострадавших оповещаются медицинские учреждения.

Ликвидация аварий по разливу нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) II уровня и их последствий проводится с привлечением подразделения противопожарной службы месторождения.

Первый, заметивший разлив нефти (нефтепродуктов), всеми доступными средствами (средствами связи, голосом, знаками) оповещает руководителя подразделения. Руководитель подразделения немедленно докладывает об аварии руководителю месторождения или его заместителю. Руководитель месторождения, получив информацию об аварии, анализирует сложившуюся обстановку, прекращает производственную деятельность объекта, и немедленно оповещает руководство Товарищества.

Руководитель месторождения оценивает складывающуюся обстановку на объекте, определяет размеры аварии, прогнозирует дальнейший ход ее развития и постоянно докладывает руководству Товарищества о ходе работ по ликвидации разлива.

Особенности действий персонала при аварийном разливе нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) II-го уровня:

организовывается отключение и обесточивание электроустановок;

организовывается доставка к месту разлива нефти (нефтепродуктов) и подготовка к действию штатных средств пожаротушения;

обеспечивается соблюдение режима противопожарной безопасности;

организовывается вывод из опасной зоны автотранспорта и людей, непосредственно не участвующих в ликвидации аварийного разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ);

организовывается обеспечение работников, занятых в ликвидации разлива индивидуальными средствами защиты (противогазы, респираторы, марлевые повязки, очки и т.п.);

по согласованию с руководством Товарищества оповещаются СЭС, ЧС и служба экологического надзора Мугалжарского района;

сообщается об аварийной ситуации и при необходимости вызываются расчеты аварийных формирований в соответствии с заключенными договорами;

организовывается оцепление зоны разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ), ограничивается допуск людей и транспортных средств на территорию объекта, обеспечивается установка предупреждающих и запрещающих знаков;

обеспечивается связь и сбор информации о ходе ликвидации разлива, ведение оперативного журнала;

контролируется прибытие расчетов аварийно-спасательных формирований;

при возгорании приступают к тушению очага пожара первичными и штатными средствами пожаротушения.

Для экстренного реагирования на ГО и ЧС в конференц-зале офиса г.Актобе создается штаб по экстренному реагированию во главе с генеральным директором Товарищества, при его отсутствии заместителем.

Приводятся в готовность все формирования Гражданской обороны.

Персонал, принимающий участие в ликвидации аварийного разлива нефти (нефтепродуктов, химически-опасных веществ) обязан соблюдать меры предосторожности, требования по охране труда и правила пожарной безопасности.

17. Пожар, взрыв

Наиболее распространенными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера являются пожары и взрывы, которые происходят в большей части на промышленных объектах и объектах добычи, хранения и переработки нефти (нефтепродуктов).

Первостепенные причины пожара - неисправности в электрических сетях, нарушение технологического режима и мер пожарной безопасности.

Главными опасными факторами пожара являются тепловое излучение, высокая температура, отравляющее действие дыма и снижение видимости при задымлении.

К основным поражающим факторам взрыва относятся: воздушная ударная волна и осколочные поля, образуемые летящими обломками различного рода объектов, технологического оборудования, взрывных устройств.

При обнаружении признаков горения (задымления, запаха гари, повышения температуры) каждый работник объекта обязан немедленно сообщить об этом руководителю подразделения, диспетчеру. Руководитель подразделения немедленно докладывает о возникновении пожара (взрыва) руководителю месторождения или его заместителю, принимает меры по эвакуации людей из опасной зоны, тушению пожара и сохранности материальных ценностей объекта. Руководитель месторождения анализирует сложившуюся обстановку, при необходимости приостанавливает работу и через диспетчера оповещает о случившемся руководство Товарищества. Управление мероприятиями по локализации пожара, последствий взрыва до прибытия спецподразделений и руководства Товарищества производится руководителем месторождения (при его отсутствии заместителем), который в своем кабинете собирает штаб по ликвидации ГО и ЧС.

Особенности действий персонала при возникновении пожара (взрыва):

организовывается отключение энергоснабжения объекта, перекрытие систем газо - и водоснабжения;

принимаются меры по организации тушения пожара штатными и первичными средствами пожаротушения;

включаются в работу автоматические системы противопожарной и противодымной защиты;

в случае угрозы жизни людей немедленно организовывается их спасение, при этом используются все имеющиеся силы и средства;

прекращаются все работы на участке возгорания, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

удаляются за пределы опасной зоны все работники, не участвующие в тушении пожара;

обеспечивается соблюдение работниками требований безопасности, принимающими участие в тушении пожара;

одновременно с тушением пожара организовывается полная или частичная эвакуация персонала и защита материальных ценностей объекта;

организовывается встреча подразделений государственной (объектовой) противопожарной службы и оказывается им помощь в тушении пожара, в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара и противопожарного водоснабжения.

По прибытию пожарного подразделения руководитель месторождения (или лицо его замещающее) обязан проинформировать руководителя тушения пожара о конструктивных и технологических особенностях объекта, прилегающих строениях и сооружениях, количестве и пожароопасных свойствах хранимых и применяемых на объекте опасных, взрывоопасных, взрывчатых, сильнодействующих ядовитых, радиоактивных веществ, материалов, изделий и

других сведениях, необходимых для успешной ликвидации пожара и безопасности участников тушения пожара, а также организовать привлечение сил и средств объекта к осуществлению необходимых мероприятий, связанных с ликвидацией пожара и предупреждением его развития.

Для экстренного реагирования на ЧС в конференц-зале офиса г.Актобе создается штаб по экстренному реагированию во главе с Генеральным директором Товарищества, при его отсутствии заместителем.

Штаб координирует работу руководителя месторождения и формирований ГО.

Председатель КЧС (комиссия ЧС) возглавляет работу по содействию пожарным подразделениям в локализации пожара.

Персонал, принимающий участие в тушении пожара, действует в соответствии с указаниями руководителя противопожарной службы и обязан соблюдать правила безопасности.

18. Дорожно-транспортное происшествие

Наиболее опасными видами нарушений ПДД, влекущими дорожно-транспортные происшествия, являются: превышение скорости, игнорирование дорожных знаков, выезд на полосу встречного движения и управление автотранспортом в нетрезвом состоянии. Особенность автомобильных аварий состоит в том, что 80% раненных погибает в первые три часа из-за обильных кровопотерь.

При наступлении дорожно-транспортного происшествия водитель (пассажир – работник Товарищества) в зависимости от места совершения ДТП немедленно сообщает о происшествии руководителю месторождения или офис-менеджеру Товарищества. Оказывается первая неотложная медицинская помощь пострадавшим. При необходимости на попутном автотранспорте пострадавшие отправляются в ближайшее медицинское учреждение. По указанию руководителя месторождения, оповещается о происшествии руководство Товарищества. Офис-менеджер сообщает о дорожно-транспортном происшествии в органы внутренних дел (дорожно-патрульную службу – ДПС). В обязательном порядке уведомляется страховая компания о произошедшем ДТП.

Особенности действий персонала Товарищества при дорожно-транспортном происшествии: оказывается неотложная медицинская помощь пострадавшим, при необходимости обеспечивается их госпитализация в ближайшее лечебное учреждение;

о происшествии сообщается руководству месторождения или Товарищества, в зависимости от места совершения ДТП;

оповещается страховая компания;

до прибытия сотрудников ДПС сохраняются следы дорожной аварии (автомобили остаются в положении при совершенном ДТП, выставляются предупреждающие знаки и т.п.);

производится фотографирование аварийного автотранспорта с привязкой к местности, отдельно места повреждений.

Водитель постоянно информирует своего непосредственного начальника о ходе разбирательства по ДТП.