



**ЖШС «Инженерлік орталық»
TOO «Инженерный центр»
Engineering Center, Ltd.**

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, 130000 Ақтау қаласы, өндірістік аймағы, маңызыт ауданы
Республика Казахстан, Мангыстауская область, 130000 город Ақтау, промышленная зона, район машзавода
Industrial zone, the area of machine factory, 130000 Aktau, Mangistan region, Republic of Kazakhstan
Тел/тел. 8 (7292) 522843, 600027, 203366, 203367 • факс/fax. 8 (7292) 600028, 203366, 203367
Эл - пошта/e-mail eng-center@mail.ru • <http://www.eccenter.kz>

**Заключение экспертизы №01-11/07
от 28 января 2010 г.**

На соответствие рабочего проекта: «Строительство системы утилизации попутного нефтяного газа на ГЗУ-16 м/р Каражанбас» требованиям промышленной безопасности РК.

Цель экспертизы

Экспертиза рабочей документации проводилась в целях определения предоставленных документов соответствии требованиям промышленной безопасности РК и возможности ее реализации на территории Республики Казахстан.

Основание для проведения экспертизы.

Экспертиза проектной документации проведена на основании Закона РК от 3 апреля 2002г. №314-ІІ «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» и Договора между АО «Каражанбасмунай» - Заказчик и TOO «Инженерный центр» – Исполнитель. Разработчиком проекта является проектная организация TOO «PM Lucas Kazakstan»

Сведения об аттестующей организации.

Экспертная организация: TOO «Инженерный центр». Адрес: 130000, Республика Казахстан, г. Ақтау, Промышленная зона, район «Машзавода».

TOO «Инженерный центр» является независимым от заявителя и имеет Аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности №0099 от 28 августа 2007г, выданный Комитетом по государственному контролю в области чрезвычайных ситуации Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

Комплектность представленной документации

- пояснительная записка;
- рабочие чертежи по проекту
- лицензия проектной организации;
- техническое задание на проектирование;
- технические условия на подключение энергопотребителей к сетям энергоснабжения.

Сведения о рассмотренных в процессе экспертизы документах

При проведении экспертизы рассмотрены следующие разделы проектной документации:

- основание для проектирования, выданное заказчиком;
- краткая характеристика района строительства;
- основные проектные решения;
- существующее положение;
- технологические решения;
- архитектурно-строительная часть;
- электрооборудование и электроснабжение;
- раздел автоматизации;
- мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Краткая характеристика и назначение объекта экспертизы

Объектом экспертизы является проектная документация «Строительство системы утилизации попутного нефтяного газа на ГЗУ-16 м/р Каражанбас». Нефтяное месторождение «Каражанбас» расположено в Мангистауской области, в 230 км к северу от г. Актау. Данный участок относится к зоне 6-бальной сейсмичности согласно СНиП 2-05-06-86, утвержденным Научным советом Института сейсмологии Республики Казахстан.

Для устранения производственного сжигания газа на ГЗУ-16 проектом предусматривается осуществлять сбор, сжатие, подготовку и использование всего попутного газа в качестве топливного.

Данным проектом предусматривается следующее:

- Сбор и сжатие всего производимого попутного газа на ГЗУ-16;
- Сушка газа для достижения точки росы в -30°C . При максимальном входном давлении на установке осушки на гликоле в 11 бар (изб.),
- Утилизация газа в качестве топливного газа для местных потребителей на ГЗУ-16;
- Транспортировка газа к распределительным трубопроводам топливного газа и потребителям, расположенным на месторождении «Каражанбас»;

С двух существующих буферных емкостей сепарированный газ направляется на газовый скруббер объемом 8 м^3 , в котором происходит ее очистка от осадков и капелек жидкости размером до 150 микрон. Газовый поток от скруббера при давлении в 0,5 – 0,8 бар (изб.) направляется через клапан регулирования давления (PCV) на компрессорную установку (GRU-100 А/Б). Компрессорная установка представляет собой одноступенчатый ротационный винтовой компрессор, в котором происходит повышение давления газа с 0,2 – 0,5 бар (изб.) на входе до 11 бар (изб.) на выходе с установки. После GRU сжатый газ направляется на установку осушки на гликоле (GDU-100 А/Б), в котором достигается точка росы выходного газа в -30°C .

Газовый поток поступает в контактор ТЭГ (абсорбер) при максимальной температуре в 49°C и давлении в 11 бар (изб.). Контактная с объединенным триэтиленгликолем (ТЭГ) при весовой концентрации менее чем 99,7% газ осушается до тех пор, пока содержание воды в ней не достигнет уровня 64 мг/м^3 (станд.), или 4 фунта на миллион стандартных кубических футов в сутки. Обогащенный поток ТЭГ, поступающий с контактора, регенерируется в гликолевом ребойлере и направляется на повторный цикл технологического процесса. Осушенный газ замеряется и направляется на распределительные трубопроводы топливного газа м-р «Каражанбас». Часть осушенного газа отводится на главную линию, замеряется и используется в качестве топливного газа для печей и гликолевого ребойлера, запального газа для факела, а также стрип-газа для GDU установки осушки газа и газа для продувки линии газового компрессора на ГЗУ-16.

В случае вывода газового компрессора из эксплуатации топливный газ на печь и запальной системы факела поставляется с распределительного трубопровода газа м-р «Каражанбас». Предусматривается байпасная линия вокруг блока GRU и установки осушки для подачи топливного газа непосредственно с выхода нового скруббера, и линия будет использоваться только для аварийной ситуации.

В случае выхода газового компрессора из строя весь добываемый газ будет сжигаться. Для этого будет использован существующий факельный конденсатосборник объемом в 11 м^3 и новый пламегаситель (FA-100) размером в 12 дюймов и факельная мачта (FS-100) диаметром 8 дюймов.

Жидкость, удаляемая из газа в газовом скруббере, скрубберах компрессора и сепарационной секции гликолевого контактора направляется на новую дренажную емкость, оборудованную дренажным насосом. Жидкость с новой дренажной емкости откачивается обратно в процесс. Эксплуатация новых дренажных емкостей производится в автоматическом режиме.

Основные единицы и блоки технологического оборудования. Газового компрессора и установка осушки газа на гликоле спроектированы в виде модульных блоков для удобства перевозки и монтажа на участке, а также транспортируемые рамные основания для удобства промышленного монтажа на бетонных фундаментах. Оба блока имеют все компоненты от технологических и вспомогательных трубных обвязок, изоляции, электрического и контрольного оборудования, силовой и контрольной проводки до распределительных коробок.

Блок компрессора газа (GRU) состоит Газовый компрессор с приводом из электродвигателя, Электродвигатель, Газовый скруббер на всасе газового компрессора и нефтяной сепаратор (коагулятор), Охладитель газа, Система смазки компрессора, Панель управления, Технологические и вспомогательные трубные обвязки и клапаны, Клапаны аварийного отключения, контрольные и предохранительные клапаны, Коллектор воздуха КИП и коллектор системы выходного отдушина для блочных устройств, Блочные КИП и электропроводка до границ блока и стальных рамных оснований, Газо- и пожаробнаружение (внутри здания компрессорной), Система пожаротушения (внутри здания компрессорной).

Блок компрессора газа поставляется компанией Qualitas International Inc. (Кюалитас Интернешнл Инк.), и изготавливается компанией Bidell Equipment (Бидел Экуипмент). Обе компании находятся в г. Калгари штата Альберта в Канаде. Газовый компрессор представляет собой ротационный винтовой компрессор модели PC-401B, маслозаполненного типа, изготавливаемый компанией Sullair. Технические характеристики электродвигателя: 900кВт, 6000В, 50Гц, 3-фазный, 3000 об/мин., производства Continental Electric Motors (Континенталь Электрик Моторс), США.

Расчетные данные газового компрессора следующие: максимальный расчетный расход газа равен 150,000 м³/сутки; давление всасывания: мин. 0,2 бар; макс. 0,5 бар; минимальная рабочая температура на входе (зимой): 10⁰С; максимальная рабочая температура на входе (летом): 30⁰С; давление на выходе: 11 бар; температура на выходе блока GRU (летом): не более 49⁰С; температура на выходе блока GRU (зимой): не менее 25⁰С; номер позиции компрессора: C-101; регулировка мощности компрессора – требуемая: от 100% до 40%; регулировка мощности компрессора – получаемая: от 100% до 10% при помощи внутреннего шибера и байпасного клапана управления мощностью.

Расчетные данные газового компрессора следующие: Максимальный расчетный расход газа равен 75,000 м³ (станд.)/сутки, Давление всасывания: мин. 0,2 бар (изб.) – макс. 0,5 бар (изб.); Минимальная рабочая температура на входе (зимой): 10⁰С; Максимальная рабочая температура на входе (летом): 30⁰С; Давление на выходе: 11 бар (изб.); Температура на выходе блока GRU (летом): не более 49⁰С; Температура на выходе блока GRU (зимой): не менее 25⁰С; Номер позиции компрессора на схеме: C-100/A, C-100/B; Регулировка мощности компрессора требуемая: от 100% до 40%; Регулировка мощности компрессора от 100% до 10% – получаемая при помощи внутреннего шибера и байпасного клапана управления мощностью.

Блок компрессора газа рассчитан для класса I, зоны 2, группы IIA, T3 в соответствии с методами АНИ для классификации опасных участков. Вентиляция здания осуществляется при помощи вентиляторов с электроприводом, способных обеспечивать минимальный воздухообмен 12 раз в час.

Минимальная внутренняя температура в здании компрессорной в зимнее время равна +10⁰С, которая обеспечивается катадиновыми обогревателями.

Блок осушки газа (GDU) состоит из следующего: Гликолевый контактор (абсорбер); Газовый, гликолевый теплообменник, Блок регенерации гликоля, включающий: - Испарительный резервуар гликоля; - Ребойлер с газовым подогревом; - Колонна регенерации гликоля с охлаждающим змеевиком орошения; - Воздухо-гликолевый обменник; - Уравнительный резервуар гликоля; - Гликолевые фильтры; - 2 (два) гликолевых насоса, приводимые в действие электродвигателем; - Скруббер топливного газа; Технологические и вспомогательные трубные обвязки и клапаны, Клапан аварийного отключения на линии топливного газа к горелке ребойлера; Клапаны управления и предохранительные клапаны давления, Коллектор воздуха КИП и Коллектор система выходного отдушина для блочных устройств, Блок КИП и электропроводка до границ блока и стальных рамных оснований.

Технологические расчетные данные

Максимальный расчетный расход газа на ГЗУ-16 составляет 150,000м³/сутки.

Условия на входе в новый Газовый скруббер (точка врезки Проекта):

- Нормальное давление газа: 0,8 бар (изб.)
- Минимальное давление газа: 0,5 бар (изб.)
- Нормальная температура газа: 30 °С
- Максимальная температура газа: 30 °С
- Минимальная температура газа: 10 °С
- Максимальное содержание жидкости в входе газа (нефть и вода): до 24 л /1000 м³ газа

• Свойства газа	указано в разделе 2.3
• Плотность нефти	940 кг/м ³
• Вязкость нефти	1067 сП при 35°C
• Плотность добываемой воды	1020 кг/м ³
• Вязкость добываемой воды	5 сП при 35°C

Условия газа на выходе ГЗУ-16

• Нормальное давление газа:	10,3 бар (изб.)
• Максимальное давление газа:	11 бар (изб.) (ANSI 150)
• Нормальная температура газа:	30 °C
• Максимальная температура газа:	49 °C
• Минимальная точка росы воды:	-30 °C
• Одоризация:	не требуется

Принцип отвода газа на факел и факельная система

При нормальных условиях весь технологический газ будет собираться, сжиматься, обрабатываться и использоваться промышленными потребителями на месторождении «Каражанбас». Газ GRU распределяется по трубопроводом топливного газа месторождения Каражанбас. Отвод газа на факел будет производиться только в случае технологического сбоя или аварии. Для этого будет использоваться существующая факельная система, состоящая из подземного конденсатосборника (FKOD-100) объемом 11 м³, пламегасителя (FA-100) размером 8 дюймов и факельной мачты (FS-100) диаметром 8 дюймов и высотой 10 метров.

Вспомогательные системы.

На ГЗУ-16 используется блок воздуха КИП. Ресивер воздуха КИП рассчитывается на 8 часов работы без подпиточного воздуха КИП, что позволяет произвести техобслуживание системы осушки воздуха.

Сухой газ после установки осушки используется для продувки блока компрессора газа, т.е. газового компрессора при нормальном отключении. ПЛК блока компрессора газа запрограммирован для соответствующей продувки установки. В случае аварийного отключения, продувочный газ использоваться не будет.

Стрип газ для достижения требуемой чистоты обедненного гликоля будет обеспечиваться из того же источника, что и дополнительный топливный газ, т.е. после установки осушки на гликоле. Существующая система обеспечения электроэнергии на участке ГЗУ-16: 6000В, 3 фазы, 50 Гц; 380В, 3 фазы + нейтраль, 50 Гц; 220В, 1 фаза + нейтраль, 50 Гц.

Системы топливного газа

В нормальном режиме работы топливный газ обеспечивается из осушаемого газа после газового компрессора и блока осушки газа. В случае выхода из строя газового компрессора и установки осушки газа, топливный газ будет обеспечиваться из сухого газа из распределительных трубопроводов топливного газа месторождения Каражанбас. Потребители топливного газа: 4 (четыре) существующие технологические печи П-1, П-2, П-3, П-4; гликолевый ребойлер; газовый обогреватель; существующая запальная система факельной мачты. Гликолевый ребойлер использует растворенный газ из испарительного резервуара в качестве топливного.

ГЗУ-16 установка рассчитана на круглосуточную работу и строиться на локальных устройствах управления с отключениями дискретной сигнализации через систему ПЛК ГЗУ. Все термометры и резистивные датчики температуры погружены в трубопровод через термопарокарманы. Все электронные устройства рассчитаны на напряжение 24В в соответствии с классификацией зоны и температурой окружающей среды.

Все трубные обвязки КИП выполнены из нержавеющей стали марки 316 Ø 9,525 мм. Все технологические трубные обвязки выполнены из нержавеющей стали марки 316 и Ø12,7 мм. Трубные фитинги КИП фирмы «Swagelok» из нержавеющей стали марки 316.

Регуляторы давления рассчитаны на самоуправляемые и регулируемые. Каждый регулятор давления содержит локальный манометр для контроля работы установки.

Газовые расходомеры спроектированы и установлены в соответствии стандартами измерения ГОСТ РК.

В блоке компрессора газа установлены детекторы УФ/ИФ-датчики пожаробнаружения. Детекторы имеют проводное соединение и являются частью локальной электронной панели системы управления.

В здании газовой компрессорной установлена автоматическая система пожаротушения на CO_2 . Система пожаротушения поставлена с баллонами CO_2 весом 45,5 кг и смонтирована на соответствующей металлической раме. Система пожаротушения выполнена с соответствующей трубной обвязкой, ручными вентилями, локальными датчиками давления, клапанами контроля давления и автоматическим клапаном контроля на выходе, соединяемый с локальной электронной панелью, и выходом при пожарной сигнализации локального блока.

Для электропитания потребителей установлено распределительное устройство 6КВ. Распределительное устройство включает две приемные коробки, два короба измерения напряжения, питающие коробки с соответствующим количеством компрессоров и трансформаторов, которые должны быть подключены, включая запасные части и один шинный соединитель. Двигатели компрессоров должны подсоединяться к 6 КВ распределительным устройствам через мягко-пусковые устройства, позволяя плавный пуск двигателей и меньший спад напряжения. Мягкие-пусковые устройства и размещены в помещении. Электродвигатели мощностью не более 200 кВт рассчитаны на напряжение 0,4 кВ (перем. тока), 3-фазный ток частотой 50Гц. Основным потребителем электроэнергии это электродвигатель блока улавливания газа мощностью 450 кВт на напряжение 6000В, 3-фазный ток частотой 50Гц, со скоростью вращения 3000 об/мин, компании Континенталь Электрик Моторс, США.

Основными защитными мероприятиями являются: герметизированная система технологического режима по ВНТПЗ-85; обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-91 (2001); обеспечение размещения технологических установок, коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТПЗ-85 и СНиП II-89-80 с учетом функционального назначения и розы ветров; защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СНиП 3.05.06-85, ПУЭ, ГОСТ 12.1.030-81, РМ4-224-89.

Проектными решениями в части автоматизации технологических процессов предусматривается комплексное решение вопросов организации дистанционного контроля и управления технологическими процессами. Принятые проектные решения обеспечивают:

- дистанционный контроль и управление технологическими процессами и операциями;
- поддержание оптимальных режимов технологического процесса;
- повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов;
- снижение капитальных затрат;
- улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ РК; СНиП РК 4.04-06-2002. Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с требованиями «Инструкции по выполнению сети заземления в электроустановках» - СН 102-76. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, должно быть не более 4 Ом.

В разделе архитектурно-строительные решения объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу были приняты нормативные документы РК:

- СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания»;
- СНиП РК 2.02-05-2002 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий»;
- СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СНиП РК 5.03-34-2005 «Бетонные и железобетонные конструкции»;
- СНиП РК 5.01-01-2002 «Основания зданий и сооружений»;
- СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции»;
- СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия».

Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

Результаты экспертизы

Представленный на рассмотрение проект «Строительство системы утилизации попутного нефтяного газа на ГЗУ-16 месторождения Каражанбас» выполнен в соответствии с техническим заданием на проектирование, техническими условиями и требованиями, а также другими нормативными документами РК в области промышленной безопасности.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СНиП РК 1.02-01-2007г.

Выводы и рекомендации

ТОО «Инженерный центр» заключает, что проект «Строительство системы утилизации попутного нефтяного газа на ГЗУ-16 месторождения Каражанбас» выполнен с соблюдением действующих норм и правил, обеспечивает безопасную эксплуатацию запроектированного объекта и рекомендуется к получению заключения в Департаменте по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области в части (технического надзора).

Директор ТОО «Инженерный центр»



Тулегенов А.Л.