

Компримируемым газом на КС является низконапорный попутный нефтяной газ, содержащий сероводород (0,3901...0,4051 % (об.)) с объектов нефтегазодобычи. В соответствии с техническим заданием: - производительность компрессорной станции по газу составила $60 \div 100$ млн.ст. м³/год; - давление, МПа (изб.) – 0,09 ÷ 0,12; - температура, °С – минус 5 ÷ 13; - механические примеси во входящем газе отсутствуют. Основными технологическими объектами КС, обеспечивающими компримирование и перекачку попутного нефтяного газа, содержащего сероводород, являются: - компрессорная станция (которая включает в себя компрессорный агрегат, промежуточные и концевые аппараты воздушного охлаждения газа, промежуточные и концевые сепараторы, емкость дренажную); - маслохозяйство (которое включает в себя емкости для аварийного слива масла из компрессорного агрегата, для слива отработанного масла из компрессорного агрегата, стояк для верхнего налива, узел закачки свежего масла в компрессорный агрегат); - площадка ресиверов (которая включает в себя ресивер воздуха КИП и ресивер азота низкого давления для продувки технологического оборудования). Требования к готовой продукции: - давление, МПа (изб.) – 3,6; - температура газа, °С – не меньше 30 °С и не выше 35 °С; - унос масла с компримированным газом – не более 5 ppm (промилле). Для продувки проточной части компрессорной установки перед пуском, при остановке и перед ремонтом, а также для продувки остального технологического оборудования и трубопроводов была предусмотрена подача азота с избыточным давлением от 0,1 МПа до 0,3 МПа и температурой от 5 до 30 °С. Для уплотнения камер сжатия компрессорного агрегата обеспечена подача на сухие газодинамические уплотнения азота низкого и азота высокого давления. Кроме этого, для эксплуатации компрессорной станции обеспечена возможность подачи воздуха КИП для управления пневмоприводной арматурой. Компрессорная станция Проектом принята линейная схема компрессорной станции. Предусмотрено две технологические линии компримирования попутного нефтяного газа (одна – рабочая (рис. 1), одна – резервная). Рис. 1 – Технологическая схема КС В состав каждой технологической линии компримирования входят: компрессорный агрегат с приводом от электродвигателя, промежуточные и концевые аппараты воздушного охлаждения газа, промежуточный и концевой сепараторы, оперативный узел учета газа. Каждая технологическая линия снабжена запорной арматурой с пневмоприводом на входе и выходе. Основные краны снабжены байпасными трубопроводами с пневмоприводными кранами, предназначенными для безударного заполнения контура компрессорного агрегата. Управление кранами осуществляется из системы автоматического управления компрессорного агрегата (САУ АК). Низконапорный попутный нефтяной газ, содержащий сероводород с объектов нефтегазодобычи поступает во входной сепаратор Усинского ГПЗ. Во входном сепараторе происходит отделение от газа капельной воды, конденсата и механических примесей. Из

входного сепаратора газ с температурой минус $5 \div 13^{\circ}\text{C}$ и давлением $0,09 \div 0,12$ МПа (изб.) по коллектору поступает на прием первой ступени сжатия (компрессор низкого давления – КНД) компрессорных агрегатов. Для предохранения от попадания посторонних предметов в проточную часть компрессоров на всасывающем трубопроводе каждого корпуса сжатия предусмотрены фильтры. На первой ступени сжатия компрессорного агрегата газ компримируется до давления 0,98 МПа (изб.), нагреваясь при этом до 162°C . Далее газ охлаждается в промежуточном аппарате воздушного охлаждения газа поз. АТ-101 до температуры 35°C и поступает в промежуточный сепаратор поз. С-101, в котором происходит удаление жидкости, выделившейся после охлаждения. Далее газ поступает на вторую ступень сжатия. Потери давления на аппарате воздушного охлаждения поз. АТ-101 составляют 0,04 МПа, на сепараторе поз. С-101 – 0,01 МПа. На второй ступени сжатия компрессорного агрегата газ компримируется до давления 3,67 МПа (изб.), нагреваясь при этом до 162°C . Далее газ охлаждается в конечном аппарате воздушного охлаждения газа поз. АТ-102 до температуры 35°C и поступает в конечной сепаратор поз. С-102, в котором происходит удаление жидкости, выделившейся после охлаждения. Потери давления на аппарате воздушного охлаждения поз. АТ-102 составляют 0,05 МПа, на сепараторе поз. С 102 – 0,02 МПа. Из конечных сепараторов газ при давлении 3,6 МПа (изб) и температуре $34,9^{\circ}\text{C}$ проходит через оперативные узлы учета газа, объединяется в общий коллектор и выводится с территории компрессорной станции на установку сероочистки. После конечных сепараторов на каждом компрессорном агрегате предусматривается перепускной трубопровод антипомпажного регулирования условным диаметром 150 мм на вход в первую ступень сжатия с антипомпажными (байпасными) клапанами, который входит в состав компрессорных агрегатов. Байпасный клапан выполняет несколько функций: - осуществляет антипомпажную защиту компрессора; - выполняет функцию автоматического предохранителя при возникновении в компрессоре давления выше установленного предела (4,0 МПа (изб.)) и уменьшении расхода газа меньше допустимых значений; - при значительном сокращении потребления газа служит дополнительным средством регулирования путём перепуска части сжатого газа во всасывающую линию. Клапан регулирующей пневмоприводной выполняет функцию байпасного клапана для поддержания заданного перепада давления между линией всасывания и линией нагнетания газа КНД. Клапан запорно-регулирующий выполняет функцию байпасного клапана для поддержания заданного перепада давления между линией всасывания и линией нагнетания газа КВД. Для предотвращения движения потока среды в обратном направлении на выходе газа из конечных сепараторов после оперативного узла учета газа предусмотрена установка обратных клапанов, согласно требованиям п.9.21 РД 51-1-95 «Нормы технологического проектирования

газоперерабатывающих заводов». Кроме того, установка обратных клапанов предусмотрена на трубопроводах перед входом газа в промежуточные и концевые сепараторы, согласно требованиям п.5.2.5 ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Установка обратных клапанов на линии нагнетания каждой ступени сжатия, непосредственно после нагнетательных патрубков, данным проектом не предусмотрена в целях корректной работы контура антипомпажного регулирования компрессорного агрегата. При ведении технологического процесса при нормальном режиме работы и заданном составе газа, выпадение жидкости в сепарационном оборудовании отсутствует. Выпадение жидкости возможно после пуска и гидравлических испытаний. Уровень жидкости в сепараторах поддерживается запорно-регулирующими клапанами. Предусмотрено автоматическое открытие этих клапанов по достижении верхнего рабочего уровня жидкости и автоматическое закрытие по достижении нижнего рабочего уровня жидкости. В случае снижения уровня жидкости в сепараторах ниже значений нижнего рабочего уровня происходит автоматическое закрытие запорных клапанов. Жидкость, уловленная в сепараторах и прошедшая через запорно-регулирующие клапаны после снижения давления до 0,05 МПа, сливается в заводскую систему сбора жидкости. Для исключения замерзания жидкости, кубовая часть сепараторов подлежит обогреву теплоносителем при помощи наружного подогревателя. В качестве теплоносителя используется теплофикационная вода после утилизационного теплообменника дымовых газов турбокомпрессорного агрегата бессернистого газа, с температурой 90°С, избыточным давлением 0,5 МПа. Дренажные трубопроводы, линия слива жидкости, а также выносные колонки уровнемеров подлежат обогреву греющим кабелем. Включение обогрева блоков сепараторов предусмотрено при температуре окружающей среды ниже 5 °С. Для удаления газа из аппаратов и трубопроводов при аварийных ситуациях или остановке оборудования на ремонт, на каждой линии компримирования предусмотрен сброс газа на факел высокого давления через краны шаровые с пневмоприводом. Управление кранами осуществляется из системы автоматического управления компрессорного агрегата (САУ АК). Для защиты от механического разрушения емкостного оборудования и трубопроводов в случае повышения рабочего давления выше расчетного, на ресиверах и на линии нагнетания после концевых сепараторов предусмотрена установка предохранительных клапанов. Согласно требованиям п. 4.11 ГОСТ 12.2.085-2002 «Сосуды работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности» проектом предусмотрена система клапанов, состоящая из рабочего и резервного клапанов. Сбор дренажа, выделяющегося при опорожнении аппаратов и трубопроводов перед ремонтом, осуществляется в дренажную емкость с периодической откачкой полупогружным насосом в

систему сбора дренажа Усинского ГПЗ, в составе проектирования Генерального проектировщика. Для исключения замерзания жидкости, емкость дренажная предусмотрена с обогревом. Обогрев осуществляется теплофикационной водой с температурой 90°C, избыточным давлением 0,5 МПа. В целях предотвращения выброса сероводорода в окружающую среду при заполнении дренажной емкости, отвод газа осуществляется по отдельному трубопроводу в факельный сепаратор низкого давления (в составе проектирования Генерального проектировщика). Жидкость после гидроиспытания, а также промывки и пропарки аппаратов и трубопроводов собирается в коллектор промышленной канализации и направляется в емкость сбора промышленных стоков завода (в составе проектирования Генерального проектировщика). Пропарка технологического оборудования и трубопроводов производится с помощью передвижной парогенераторной установки. Продувка технологического оборудования и трубопроводов производится инертным газом (азот), который после этого направляется на общезаводскую свечу рассеивания (в составе проектирования Генерального проектировщика). В целях безопасной эксплуатации, компрессорная станция оснащается запорной арматурой с пневмоприводом системы противоаварийной защиты (ПАЗ). Для обеспечения повышенной надежности работы систем автоматизации, управления и аварийной защиты арматура с пневмоприводом, обеспечивающая аварийную остановку и разгрузку оборудования, оснащена индивидуальными ресиверами воздуха КИП, рассчитанными на одно закрытие и одно открытие. Вся пневмоприводная быстродействующая арматура принята с ручным дублирующим управлением. Проектом предусматривается ручной отбор проб газа на лабораторный анализ с помощью пробоотборного устройства. Точка отбора – входной коллектор компрессорной станции. Согласно проведенной оценке энергетического уровня и категории взрывоопасности все технологические блоки компрессорной станции относятся к III категории по взрывоопасности. Время срабатывания приводной быстродействующей арматуры принимается не более 120 секунд (согласно п.3.21.3 ПБ 09-540-03). Маслохозяйство Масляное хозяйство предназначено для приема, хранения и подачи масла к компрессорным агрегатам. Масляное хозяйство предусмотрено в составе: - склад хранения чистого масла с устройством подогрева бочек; - емкость приемная для чистого масла; - насос ручной самовсасывающий; - насос перекачки чистого масла к компрессорным агрегатам; - подземная емкость с полупогружным насосом для аварийного слива масла из одного компрессорного агрегата; - подземная емкость с полупогружным насосом для слива отработанного масла из компрессорных агрегатов; - стояк для верхнего налива отработанного масла в автоцистерны. Для смазки и охлаждения узлов компрессорной установки и электродвигателя проектом предусматривается использование масла турбинного ТП-22С, изготовленного по ТУ38.101821. Чистое

масло из бочек объемом 200 л, ручным самовсасывающим насосом подается на заполнение всасывающей магистрали шестеренного насоса, который заполняет приемную емкость. Далее чистое масло из приемной емкости насосом направляется на заполнение маслобаков компрессорных агрегатов. Аварийный слив масла из компрессорных агрегатов осуществляется в подземную емкость, откуда полупогружным насосом по мере заполнения откачивается на стояк верхнего налива в автоцистерны. Слив отработанного масла из компрессорных агрегатов осуществляется в подземную емкость, откуда полупогружным насосом по мере заполнения откачивается на стояк верхнего налива в автоцистерны. Для исключения замерзания масла, подземные емкости предусмотрены с обогревом. Обогрев осуществляется теплофикационной водой с температурой 90 °С, избыточным давлением 0,5 МПа. Кроме того, проектом предусмотрен обогрев греющим кабелем, трубопроводов закачки масла, слива отработанного масла и аварийного слива масла с компрессорных агрегатов.

Обеспечение компрессорной станции воздухом и азотом

Обеспечение компрессорной станции воздухом КИП и азотом производится соответственно от воздушно-компрессорной установки и азотной станции. Воздух КИП поступает от воздушно-компрессорной установки в ресивер воздуха КИП, откуда под давлением 0,6 МПа (изб.) направляется в накопительный ресивер. Далее сжатый воздух поступает на приборы КИП и запорно-регулирующую арматуру. Для подготовки оборудования и технологических трубопроводов к пуску после монтажа или ремонта осуществляется продувка инертным газом. Также инертный газ используется для создания инертной среды с целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в технологических процессах. В качестве инертного газа используется азот. Азот низкого давления поступает от азотной станции в ресивер азота, откуда под давлением 0,8 МПа (изб.) направляется в накопительный ресивер. Далее через регулятор давления, регулятор расхода и расходомер азот под давлением 0,3 МПа (изб.) по мере необходимости поступает на продувку оборудования и технологических трубопроводов. Также от ресивера азота, минуя накопительный ресивер, азот низкого давления через регулятор давления, регулятор расхода и расходомер под давлением 0,5 МПа (изб.) поступает на уплотнения компрессорных агрегатов. Азот высокого давления поступает от азотной станции в ресивер азота, далее азот с давлением 5,0 МПа (изб.), пройдя через регулятор давления редуцируется до давления 2,4 МПа (изб.), и через регулятор расхода и расходомер поступает на уплотнения компрессорных. В целях подачи инертного газа в соответствии с техническим заданием «Установка компрессорная центробежная 32ГЦ-115/2-38 К.У1», проектом предусматривается тепловая изоляция и обогрев греющим кабелем ресивера азота низкого давления. Кроме того, обогреву греющим кабелем подлежат трубопроводы, транспортирующие азот высокого и низкого давления. Для защиты от механического разрушения оборудования и трубопроводов, в

случае повышения рабочего давления выше расчетного, на ресиверах и на линии нагнетания после концевых сепараторов предусмотрена установка предохранительных клапанов. По разработанному специалистами ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» совместно с ЗАО «Группа компаний «РусГазИнжиниринг» (г. Подольск) проекту, ОАО Казанькомпрессормаш изготовило и поставило на Усинский ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» компрессорную станцию в составе компрессорной центробежной установки 32ГЦ-115/2-38 К.У1. Согласование проектной документации КС проводилось экспертной рабочей группой Заказчика. В ходе согласования документации заказчиком КС было предъявлено более 700 вопросов, замечаний и пожеланий, которые были учтены разработчиком и воплощены в «железе». В настоящее время заказчиком ведутся подготовительные работы для проведения монтажа компрессорной станции для нефтяного газа, содержащего сероводород. В ходе разработки проекта был получен большой опыт по проектированию не только компрессорного оборудования, но и такого сложного в техническом и технологическом плане объекта реконструкции, как компрессорная станция.