

622.276.054.5

**СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ УКПГ-13
УРЕНГОЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**THE SYSTEM OF COLLECTION AND PREPARATION OF GAS ON THE
EXAMPLE AT THE COMPREHENSIVE GAS-13 IN THE URENGOY GAS AND
CONDENSATE FIELD**

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Одунлами Казим Алан

магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
kazeemodunlami@yahoo.com

Аннотация. Для обеспечения нормальной работы систем осушки газа при пониженных давлениях контакта на Уренгойском месторождении проводились активные работы по совершенствованию сепарационного и массообменного оборудования. В статье рассмотрена модернизация абсорбера ГП-502 с внедрением в массообменную секцию регулируемой пластинчатой насадки. Основной задачей УКПГ является сбор и подготовка газа, а именно транспортировка газа от скважин до УКПГ, сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей, осушка до требуемой точки росы и компримирование для подачи в магистральный газопровод. Всё это необходимо выполнять с минимальными потерями пластовой энергии, наибольшей технологической и экономической эффективностью.

Ключевые слова: система подготовки газа; установка комплексной подготовки газа; цех очистки газа; осушка газа на установке комплексной подготовки; установка регенерации диэтиленгликоля; узел редуцирования газа на собственные нужды; дожимная компрессорная станция.

Kusov Gennady Vladimirovich

graduate student
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

doctor of the technical sciences,
assistant professor, assistant professor of
the pulpit oil and gas deal of the name of
the professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Odunlami Kazeem Alan

undergraduate,
Kuban state technological university
kazeemodunlami@yahoo.com

Annotation. To ensure the normal operation of the gas drying system at low pressures of contact in the Urengoy field is actively working to improve the separation and mass transfer equipment. The article deals with the modernization of the absorber GP-502 with the introduction of mass-transfer section of a regular nozzle plate. The main objective of the GPP is the collection and processing of gas, namely the transportation of gas from the wells to the treatment plant, the separation of gas from liquid drops and mechanical admixtures, drying to the desired dew point and compress to feed the gas pipeline. All this must be done with the minimum loss of produced power, the greatest technological and economic efficiency.

Keywords: gas treatment system; comprehensive gas; gas treatment plant; drying gas in the installation of complex preparation; diethylene glycol regeneration plant; node reduction of gas for its own needs; booster station.

Общая характеристика системы подготовки газа

Для сбора газа от скважин на УКПГ-13 применена коллекторно-кустовая схема, которая позволила значительно снизить затраты на строительство шлейфов и обустройство внутрипромысловых дорог. УКПГ-13 входит в комплекс действующих установок осушки газа сеноманской залежи Уренгойского месторождения.

Схема сбора газа на УКПГ-13 представлена на рисунке 1. Подготовка газа к транспорту заключается в отделении из него газового конденсата, пластовой воды с растворённым в ней метанолом и механических примесей с последующей осушкой его

диэтиленгликолем (ДЭГ). Установка осушки состоит из 6 однотипных технологических ниток, оснащённых многофункциональными аппаратами (МФА) серии ГП-502-00.000 номинальной производительностью 10 млн м³ газа в сутки.

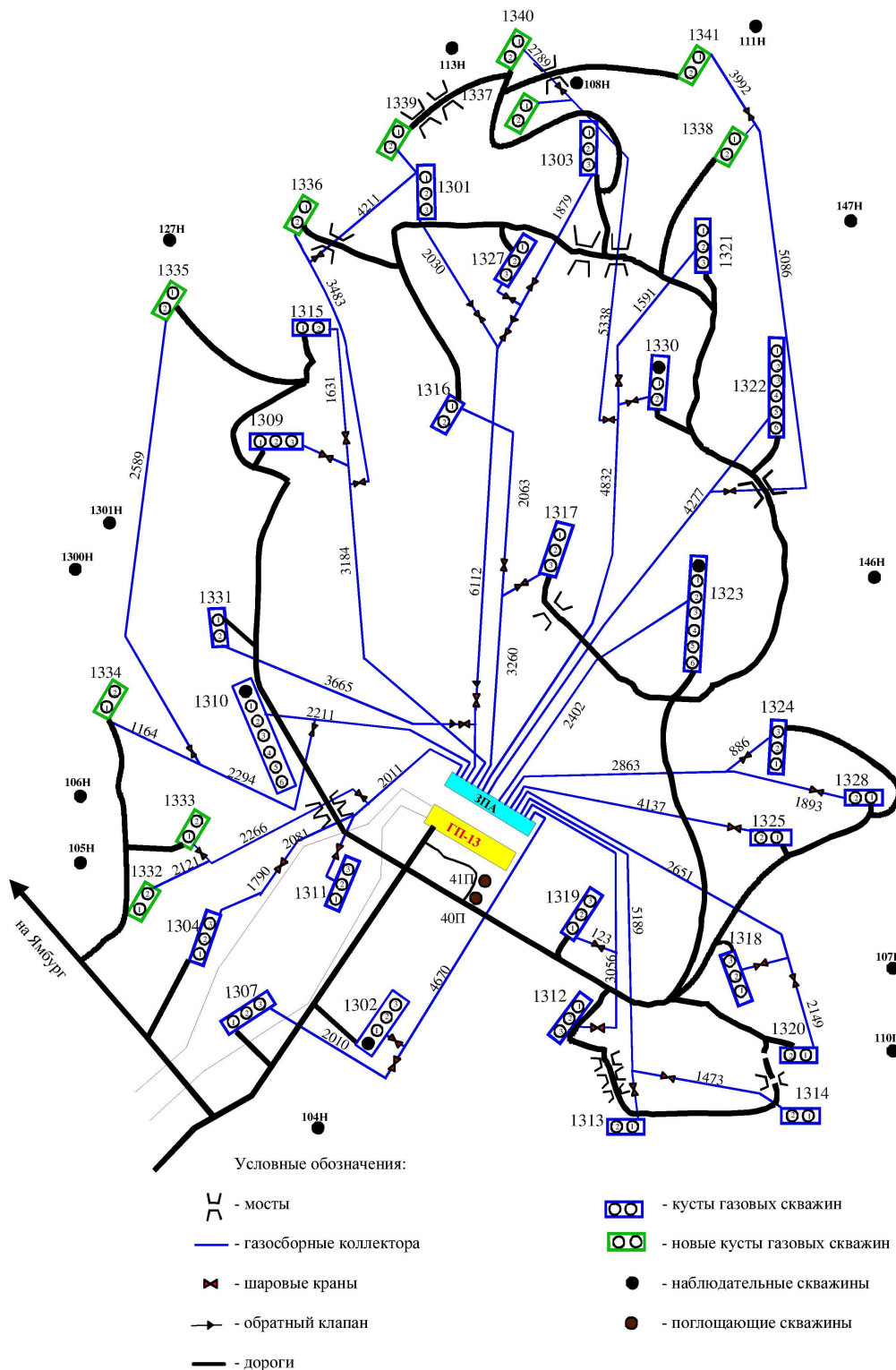


Рисунок 1 – План сбора газа на УКПГ-13

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется по цепочке: куст → шлейф → ЗПА → УКПГ → ДКС (I очереди) → СОГ → МПК.

После пуска ДКС (II очереди) будет осуществляться следующая цепочка: куст → шлейф → ЗПА → ЦОГ → ДКС (II очереди) → УКПГ → ДКС (I очереди) → СОГ → МПК.

Промысловая подготовка газа должна обеспечивать температуру точки росы по влаге $T_p = -20$ °С зимой и $T_p = -10$ °С летом (согласно требованиям ОСТ 51.40–93). В период падающей добычи, в связи с ухудшающимися условиями гликолевой осушки газа на установках комплексной подготовки (падение давления, повышение температуры контакта «газ – ДЭГ») становится всё более проблематичным достижение требуемых показателей качества газа. Поэтому в последнее время всё чаще встаёт вопрос об оптимизации параметров осушки газа.

Основные характеристики и показатели УКПГ-13:

- производительность УКПГ-13 (согласно проекту) – 15 млрд. м³/год;
- количество кустов скважин – 30;
- количество действующих скважин – 64;
- общий фонд скважин – 77;
- осушка газа по влаге – гликолевая, концентрация гликоля 99,3 %;
- влагосодержание газа – до 0,66 г/ст. м³;
- осушитель газа – диэтиленгликоль (ДЭГ);
- регенерация гликоля – паровая, вакуумная;
- ингибитор гидратообразования – метанол (СН₃ОН).

Узел ввода газа на установку комплексной подготовки

Природный газ от скважин по шлейфам Ду = 150 с давлением $P = 5,73 \div 5,75$ МПа поступает в газовые коллекторы кустов Ду = 300, Ду = 500, по которым подаётся на два крыла здания переключающей арматуры ЗПА-1, ЗПА-2.

В ЗПА осуществляется отключение кустов газовых скважин от ДКС, переключение кустов на факел, переключение узлов ввода шлейфов с куста на куст. При необходимости продувки шлейфов на факел закрывается запорный кран Ду = 300 на линии подачи сырого газа в общий коллектор Ду = 1000 и открывается кран Ду = 300 на факел. В каждом крыле ЗПА находится по 7 узлов ввода шлейфов и по две панели распределения метанола (ПРМ) типа ПРГ-3, ИНГ. Здесь же производится распределение метанола по кустам газовых скважин, коллекторам кустов скважин и в факельные коллектора Ду = 300.

Метанол используется в качестве ингибитора гидратообразования. При транспортировке газа по шлейфам (от кустов до УКПГ) происходит его охлаждение за счёт теплообмена с окружающим грунтом, а также незначительного дросселирования за счёт потерь давления на трение. Поскольку газ находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность 100 %), при снижении температуры возможно гидратообразование, особенно в зимнее время года. Для предотвращения гидратообразования и ликвидации гидратных пробок предусмотрена централизованная система подачи метанола. Метанол подаётся:

- в шлейфы кустов;
- на ЗПА-1 и ЗПА-2 перед запорной арматурой;
- на ЗПА в факельный коллектор перед запорным краном Ду = 300, Ру = 110;
- на входы технологических ниток перед шаровыми кранами Ду = 400;
- в коллектор сухого газа перед краном Ду = 1000, Ру = 80.

Подача метанола в точки ввода осуществляется дозировочными насосами Н-503 со склада метанола через панели распределения метанола ПРМ, установленные на ЗПА.

На пульте УВК в операторной предусмотрена сигнализация при снижении давления метанола на ПРМ ниже допустимого. В скважины на период освоения метанол вводится из расчёта 1,5 кг на 1000 м³ газа в первое время работы, а в дальнейшем расход метанола определяется в зависимости от термодинамических условий в системе сбора в соответствии с расчётными нормами ингибирования.

Здание переключающей арматуры расположено на расстоянии не менее 350 м от технологического корпуса. Этот разрыв предусмотрен на случай создания в технологическом корпусе аварийной ситуации.

На каждом коллекторе газовых кустов на ЗПА до регулирующих штуцеров производятся замеры:

- температуры газа с выводом показаний и регистрацией значений на дисплее;
- давление газа с показанием и регистрацией значений на дисплее и сигнализацией понижения давления газа.

Природный газ с ЗПА проходит отсечные краны Ду = 300 с дистанционным управлением и собирается в общий коллектор Ду = 1000, откуда через краны Ду = 1000 по двум коллекторам подаётся на ДКС II очереди в цех очистки газа (ЦОГ).

Цех очистки газа (ЦОГ)

Назначение цеха очистки – очистка газа перед первым цехом ДКС от капельной влаги и мехпримесей в соответствии с требованиями ТУ 26-12-638-82 (отсутствие капельной влаги, запылённость газа – 5 мг/м³).

Установка очистки газа состоит из двух ступеней:

I ступень сепарации предназначена для отделения от газа основного количества конденсата, пластовой и конденсационной воды (грубая очистка) в сепараторах ГП 554.00.000 производительностью 10-20 млн м³/сут. (расчётное давление 6,3 МПа);

II ступень – тонкая очистка газа от капельной влаги и мехпримесей в фильтрах-сепараторах ГП 605.00.00.000 номинальной производительностью 15 млн м³/сут. (расчётное давление 7,5 МПа). Эффективность очистки газа от мехпримесей по фильтру-сепаратору составляет от 90 до 100 % в зависимости от размеров частиц, по жидкости – не более 100 мг/м³ газа.

Для разделения воды и газового конденсата, поступающих с I и II ступеней очистки, предусматриваются две разделительные ёмкости (одна рабочая и одна резервная). Из разделительной ёмкости вода и конденсат направляются:

- конденсат – на склад ГСМ на УКПГ;
- вода – через дегазатор на очистные сооружения, но, учитывая очень малое количество конденсата в пластовой воде, предусмотрена возможность отвода пластовой воды с конденсатом сразу в ёмкость дегазации или в E-310 на УКПГ, минуя разделительные ёмкости.

Схема цеха очистки газа представлена на рисунке 2.

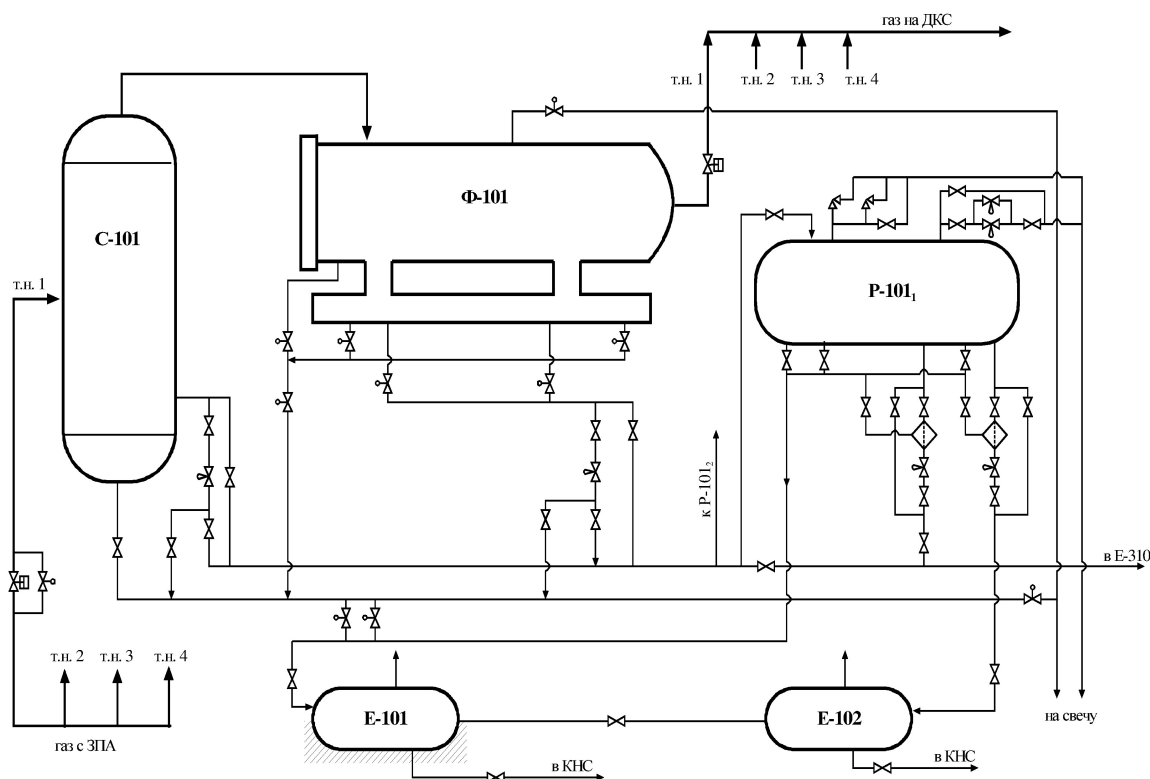


Рисунок 2 – Принципиальная схема ЦОГ

Осушка газа на установке комплексной подготовки

После очистки газ дожмается на компрессорах типа ГПА-Ц-16 и через АВО газа по трубопроводу Ду = 1000 поступает на УКПГ. Из общего коллектора газ по трубопроводам Ду = 300 подаётся в здание технологического корпуса с шестью технологическими нитками на установку осушки газа в два цеха по три нитки в каждой. Все 6 технологических линий работают идентично, поэтому ниже приводится описание работы одной технологической линии.

Газ с температурой $T = 8 \div 20 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлением $P = 4,4 \div 4,6 \text{ МПа}$ поступает через входной арматурный узел в сепаратор С-201, рисунок 3, из сепаратора, пройдя теплообменник Т-202, газ нагревается до температуры $17 \text{ }^\circ\text{C}$ и поступает в нижнюю часть абсорбера. При повышении или понижении давления газа на входе в технологическую линию сигнал через ЭКМ и управляющий комплекс УВК поступает на закрытие пневмокранов на входе газа в сепаратор и выходе газа из абсорбера и открытие крана Ду = 150 на факел. На рисунке 3 изображена принципиальная схема осушки газа.

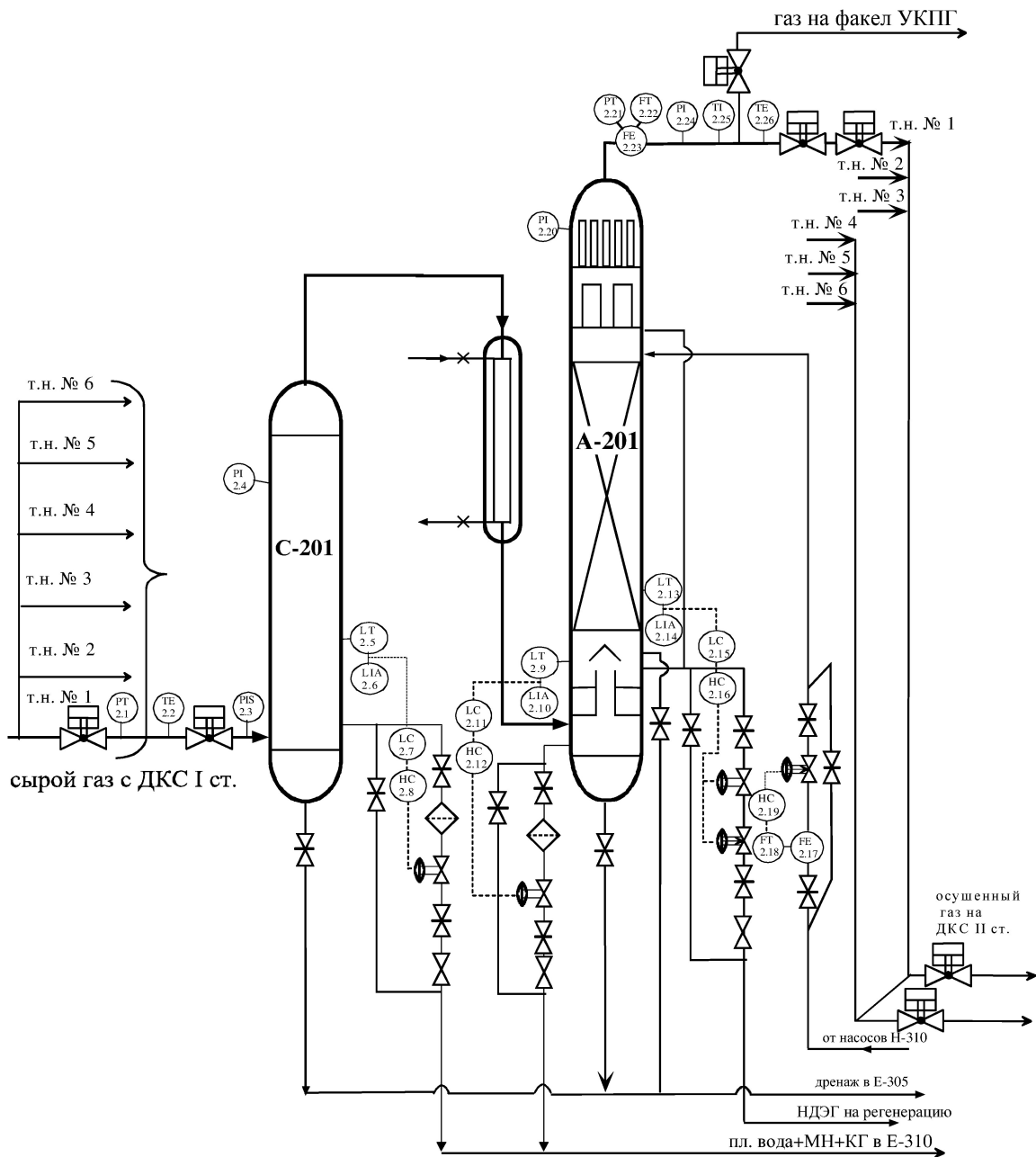


Рисунок 3 – Схема осушки газа

На УКПГ-13 эксплуатируются многофункциональные аппараты типа ГП 502-00.000 проектной производительностью $Q_g = 10$ млн м³/сут. Аппарат представляет собой колонну высотой $H = 16600$ мм и диаметром $d = 1800$ мм, функционально разделённую на три секции:

- 1) сепарации;
- 2) абсорбции;
- 3) улавливания гликоля.

В нижней секции расположена сепарационная зона. Нижняя и средняя секции абсорбера разделены полуглухой тарелкой, служащей для накопления, контроля и сбора НДЭГ и одновременно для прохода сырого газа в секцию осушки. Секция осушки выполнена из контактных ступеней на основе ситчатых тарелок. Над каждой из тарелок смонтирована сепарационная тарелка из центробежных элементов диаметром 60 мм. Верхняя сепарационная секция включает в себя фильтр-коагулирующие патроны и тарелку с центробежными элементами диаметром 60 мм.

В соответствии с техническими предложениями ООО «ТюменНИИгипрогаз» была проведена модернизация МФА по технической документации РД-9510.73-86 на технические нормы 1, 2, 4, 7.

Согласно модернизации (черт. ГПР 353.00.000) установлены тарелки с центробежными элементами ГПР 353.00.000 диаметром 100 мм, тангенциальные узлы входа газа с пескосъёмником и отбойным листом.

Массообменная секция МФА включает 4 контактных ступени, каждая из которых состоит из сетчатой тарелки с отверстиями диаметром 6 мм и сепарационной тарелки, оснащённой центробежными элементами диаметром 60 мм. Сущность модернизации МФА заключается в следующем: верхняя сепарационная и сетчатая тарелки (5-я пара) были демонтированы. Вместо них были установлены 2 полотна тарелки для монтажа 12-ти сетчатых фильтр-барабанов (перед фильтр-патронами) диаметром 300 мм, $H = 1000$ мм. На барабане намотана рукавная сетка из нержавеющей стали по ТУ 26-02-354-85 толщиной 50 мм (на один фильтр-барабан необходимо 2 рулона сетки шириной 90 мм). Все 12 барабанов установлены на полотно тарелки в порядке очередности для облегчения монтажа и закреплены. Ввод гликоля с полотна 5-й тарелки был опущен в сливной карман.

Такое конструктивное решение с применением сетчатых барабанов позволило снизить жидкостную нагрузку на коагулирующую секцию МФА, при этом поверхность фильтрации в 5 раз превысила свободное сечение аппарата и в 10 раз уменьшилась интенсивность забивания фильтрующего материала мехпримесями, что позволило продлить межремонтный пробег аппарата и в конечном итоге снизить потери гликоля с осушенным газом.

С целью повышения пропускной способности и тем самым обеспечения нормальной работы в условиях падающего рабочего давления явилась модернизация, за основу которой был принят принцип продольного секционирования с разделением потока обрабатываемого газа на две примерно равные части, что достигается применением системы переточных труб и разделяющих перегородок. При разделении потока осушенного газа на две части соответственно сокращаются линейные скорости на контактных тарелках, а, следовательно, появляется возможность увеличить пропускную способность аппарата без существенного уноса гликоля в верхнюю фильтрующую секцию. Так как число контактных ступеней сократилось до двух, то возникла необходимость в интенсификации процесса осушки газа в массообменной части. С этой целью на каждую из четырёх сетчатых тарелок был дополнительно загружен слой насадки из керамических седел типа «Инталокс» высотой 400 мм. Насадка была помещена на подложку из трёх слоёв сетки «Рабица» размером ячеек 25 x 25 мм. Причём направление навивки сетки в среднем слое было изменено, что обеспечило большую толщину подложки и меньшее перекрытие отверстий сетчатой тарелки. Чтобы обеспечить более равномерное распределение газа, переточные трубы по сечению аппарата смещены относительно друг друга.

Последняя по ходу газа секция улавливания ДЭГа (коагулирующая) состоит из перегородки с размещёнными на ней 124-мя фильтр-патронами длиной $\ell = 1200$ мм и диаметром $d = 100$ мм и сепарационной тарелки, аналогичной применённой в нижней сепарационной секции МФА.

Все 6 технологических линий работают идентично, поэтому ниже приводится описание работы одной технологической линии.

В сепарационной части абсорбера А-201 сырой газ за счёт резкого снижения скорости и направления потока освобождается от механических примесей, пластовой воды с растворенным в ней метанолом и конденсата. Жидкость и мехпримеси скапливаются в нижней части аппарата, защищённой от возмущения потоком газа перегородкой из просечного листа. Уровень жидкости в сепарационной части абсорбера регулируется двухпозиционным клапаном-регулятором с сигнализацией максимального и минимального уровня на пульте УВК. При крайне низком уровне жидкости в сепарационной части происходит закрытие отсечного клапана. Давление контролируется техническим манометром по месту, температура газа замеряется термометром сопротивления ТСМ с показаниями на УВК.

Отсепарированная жидкость из абсорбера отводится через клапан-регулятор уровня через дроссельную шайбу в разделитель Е-310. В разделителе Е-310 поддерживается постоянное давление клапаном-регулятором, установленном на линии сброса газа на факел. Уровень воды измеряется УБП и через клапан-регулятор конденсат направляется на склад ГСМ в ёмкость Е-612.

Очищенный от капельной жидкости газ направляется через конусообразный патрубок полуглухой тарелки в массообменную секцию, где, многократно контактируя с раствором ДЭГа, осушается. Механизм осушки газа представляет собой процесс абсорбции влаги, находящейся в парообразном состоянии, концентрированным раствором диэтиленгликоля. Интенсивность контактирования достигается путём барботажа газа через слой ДЭГа на сетчатых тарелках, работающих в режиме уноса. Таким образом, осуществляется циркуляция ДЭГа внутри ступени контакта. Концентрированный ДЭГ, сливаясь вниз по тарелкам, поглощает влагу из газа, при этом сам насыщается влагой и концентрация его снижается с 99,3 до 95,3 %.

Осушенный от влаги газ из массообменной секции направляется через 6 сетчатых фильтр-барабанов (описаны выше) в секцию улавливания (коагуляции), где от него отделяется унесённый капельный ДЭГ с помощью фильтр-патронов. Верхняя фильтрующая секция состоит из 124 фильтр-патронов. Патроны выполняются из перфорированной трубы, обёрнутой в 3 слоя металлической сеткой, затем обмотаны в 2 слоя иглопробивным нетканым полотном «Дарнит» и снова металлической сеткой. Для фиксирования патрона на тарелке по центру проходит стяжной металлический стержень, закрепляющий патрон на тарелке. Для герметичности соединения между патроном и тарелкой устанавливается резиновая прокладка. Аэрозоль и капли ДЭГа, уносимые газом, коагулируют на стеклоткани и стекают по наружной поверхности патрона на тарелку, с которой по выносному трубопроводу, врезанному в линию вывода НДЭГа, выводятся с полуглухой тарелки абсорбера. Уровень ДЭГа на полуглухой тарелке является гидрозатвором, препятствующим проходу газа по этому трубопроводу. Предусмотрен контроль перепада давления манометром в коагуляционной секции МФА с сигнализацией перепада, равного $\Delta P = 0,04$ МПа на дисплее и блокировкой на остановку насоса Н-310. Насосами Н-310 регенерированный ДЭГ подаётся в МФА. Регулирование производительности насосов производится посредством преобразователя ЭКТ-160. Количество регенерированного ДЭГа, подаваемого в МФА, контролируется диафрагмой с сигнализацией минимального расхода, установленной на линии подачи ДЭГа в абсорбер. Сравнение сигналов с дифманометров происходит в регуляторе, установленном в операторной.

Насыщенный ДЭГ с концентрацией 95,3 % вес. собирается на полуглухой тарелке абсорбера и автоматически через клапан-регулятор уровня ПОУ-8 и отсечной клапан К-203 поступает в выветриватель В-301 на установку регенерации ДЭГа. Предусмотрена сигнализация максимального и минимального уровня на полуглухой тарелке МФА. При снижении уровня ниже допустимого срабатывает блокировка на закрытие отсечного клапана.

Осушенный газ после МФА последовательно проходит замерную диафрагму, клапан-регулятор расхода газа, выходной запорный кран $D_u = 300$ и с давлением $P = 4,3 \div 4,4$ МПа и температурой $T = 9 \div 40$ °С поступает на ДКС-1 очереди по двум коллекторам $D_u = 1000$, где дожимается до давления $P = 5,6 \div 6,0$ МПа и с температурой $T = 21 \div 22$ °С после СОГа направляется в магистральный трубопровод.

Регулирование расхода газа по технологической линии осуществляется с помощью регулирующего штуцера «Клаус» $D_u = 300$. Давление газа после штуцера контролируется техническим манометром. Температура контролируется ртутным термометром по месту. Измерение «точки росы» по влаге производится влагомерами «Харьков-1М» типа ТТР-8.

Необходимый объём подачи регенерированного гликоля в абсорбер зависит от целого ряда факторов: расхода газа, давления и температуры контакта, концентрации регенерированного гликоля, эффективности работы самого аппарата и, в конечном счёте, должен определяться достижением требуемой глубины осушки газа (согласно действующего ОСТ 51-40-93). Промысловыми исследованиями установлено, что подача диэтиленгликоля в количестве $5,0 \div 7,5$ кг/1000 м³ обрабатываемого газа обычно достаточна для получения требуемой ОСТом кондиции газа.

Установка регенерации диэтиленгликоля

На установке комплексной подготовки газа УКПГ осушка газа производится с помощью диэтиленгликоля с концентрацией 99,3 %. Применение такого раствора позволяет осушать сырой газ до точки росы минус 20 °С. Исследование гигроскопических свойств гликолей показывает, что большой эффект при осушке газа даёт увеличение концентрации гликолей выше 99 %, но учитывая, что разложение гликолей с образованием органических кислот начинается ниже температуры их кипения, регенерацию их рекомендуется проводить при температуре не выше плюс 164 °С под вакуумом.

Установка паровой вакуумной регенерации ДЭГа предназначена для регенерации насыщенного ДЭГа. Суть её заключается в повышении концентрации ДЭГа с 96,3 до 99,3 % вес. Пропускная способность одной установки 17–18 м/ч. В случае если объём циркулирующего насыщенного гликоля будет превышать максимальную производительность колонны регенерации, в работу может быть подключён резервный десорбер и испаритель или же установка регенерации ДЭГа второго технологического цеха. Ввиду идентичности установок описание работы приводится для одной из них.

Насыщенный раствор ДЭГа с массовой концентрацией 96,3–97,3 % с полуглухой тарелки абсорбера через клапан-регулятор уровня после дросселирования с давлением 0,3 МПа поступает в общий коллектор 89 × 4 и далее в выветриватель В-301, где освобождается от избытка растворённого газа. Насыщенный гликоль дегазируется при давлении 0,35 МПа, выделившийся газ через свечу сбрасывается в атмосферу с помощью клапана-регулятора давления. Предусмотрена сигнализация максимального давления в выветривателе В-301. Для нормальной работы выветривателя и системы регенерации в целом клапаном-регулятором уровня в выветривателе поддерживается определённый уровень НДЭГа. Сигнализация максимального и минимального уровней в В-301 выведена на мнемосхему и пульт УВК. Раствор насыщенного гликоля с температурой 15–16 °С и давлением 0,3 МПа, пройдя один из фильтров Ф-301 (тонкой очистки), через клапан-регулятор уровня подаётся в трубное пространство теплообменников Т-302, где нагревается встречным потоком регенерированного ДЭГа до температуры 120–130 °С. Температура НДЭГа до и после Т-302 контролируется ртутными термометрами по месту.

После Т-302 раствор НДЭГа с температурой 120-130 °С подаётся в десорбер Д-301 на регенерацию. Десорбер имеет 18 колпачковых массообменных тарелок и одну полуглухую тарелку, разделяющую кубовую часть колонны от выпарной.

Раствор НДЭГа, перетекая сверху вниз с тарелки на тарелку, контактирует с восходящим паровым потоком, идущим от испарителя И-301, за счёт чего происходит отпарка влаги, поглощённой раствором ДЭГа из газа, при этом раствор ДЭГа нагрева-

ется и концентрация его повышается. Согласно документации РД 9510-51-83 в десорберах Д-301 была проведена модернизация с целью снижения потерь ДЭГа с рефлюксом путём увеличения эффективности массообмена. Для этого были демонтированы две верхние контактные тарелки, технологического цеха. Ввиду идентичности установок описание работы приводится для одной из них.

Насыщенный раствор ДЭГа с концентрацией 96,3–97,3 % масс. с полуглухой тарелки абсорбера через клапан-регулятор уровня после дросселирования с давлением 0,3 МПа поступает в общий коллектор 89 × 4 и далее в выветриватель В-301, где освобождается от избытка растворённого газа. Насыщенный гликоль дегазируется при давлении 0,35 МПа, выделившийся газ через свечу сбрасывается в атмосферу с помощью клапана-регулятора давления. Предусмотрена сигнализация максимального давления в выветривателе В-301. Для нормальной работы выветривателя и системы регенерации в целом клапаном-регулятором уровня в выветривателе поддерживается определённый уровень НДЭГа. Сигнализация максимального и минимального уровней в В-301 выведена на мнемосхему и пульт УВК. Раствор насыщенного гликоля с температурой 15–16 °С и давлением 0,3 МПа, пройдя один из фильтров Ф-301 (тонкой очистки), через клапан-регулятор уровня подаётся в трубное пространство теплообменников Т-302, где нагревается встречным потоком регенерированного ДЭГа до температуры 120–130 °С. Температура НДЭГа до и после Т-302 контролируется ртутными термометрами по месту.

После Т-302 раствор НДЭГа с температурой 120–130 °С подаётся в десорбер Д-301 на регенерацию. Десорбер имеет 18 колпачковых массообменных тарелок и одну полуглухую тарелку, разделяющую кубовую часть колонны от выпарной.

Раствор НДЭГа, перетекая сверху вниз с тарелки на тарелку, контактирует с восходящим паровым потоком, идущим от испарителя И-301, за счёт чего происходит отпарка влаги, поглощённой раствором ДЭГа из газа, при этом раствор ДЭГа нагревается и концентрация его повышается. Согласно документации РД 9510-51-83 в десорберах Д-301 была проведена модернизация с целью снижения потерь ДЭГа с рефлюксом путём увеличения эффективности массообмена. Для этого были демонтированы две верхние контактные тарелки.

Необходимое разрежение 0,6–0,7 кг/см в испарителе поддерживается клапаном-регулятором давления на всасывающей линии вакуум-насоса Н-306 с сигнализацией величины разрежения перед аэрохолодильником Х-301 на пульт УВК.

При снижении давления охлаждающей воды и уплотнительной жидкости к насосам Н-304 ниже допустимого значения предусмотрена блокировка на их остановку. РДЭГ из ёмкости Е-304 плунжерными насосами Н-310 подаётся в МФА. Предусмотрена блокировка насосов при падении давления до 0.

Отделившиеся пары (вода) от раствора ДЭГа с температурой 60–70 °С при давлении 2 МПа с верхней части десорбера через шлемовую трубу $D_u = 200$ мм поступают в холодильник-конденсатор Х-301, где охлаждаются до температуры 30–40 °С. Сконденсировавшаяся жидкость и газы из Х-301 стекают в рефлюксную ёмкость Р-301. Часть сконденсировавшейся жидкости из Р-301 подаётся насосами Н-307 через клапан-регулятор температуры верха на орошение десорбера. Расход жидкости, подаваемой на орошение колонны, контролируется по ротаметру, установленному на линии подачи рефлюкса. Избыток жидкости из Р-301 через клапан-регулятор сбрасывается в промстоки. Минимальный и максимальный уровни в рефлюксной ёмкости Р-301 сигнализируются на пульт УВК. Контроль за давлением в рефлюксной ёмкости осуществляется по месту вакуумманометром и выводится на пульт УВК. Температура верха десорбера поддерживается клапаном-регулятором, установленным на линии подачи орошения в десорбер.

Установка паровой вакуумной регенерации ДЭГа цеха № 1 и цеха № 2 взаимосвязаны общим коллектором и могут быть при необходимости взаимозаменяемы.

В каждом технологическом цехе имеется узел редуцирования газа на собственные нужды с диафрагмой ДК и дифманометром ДСС-734 для замера расхода газа на собственные нужды (рис. 4).

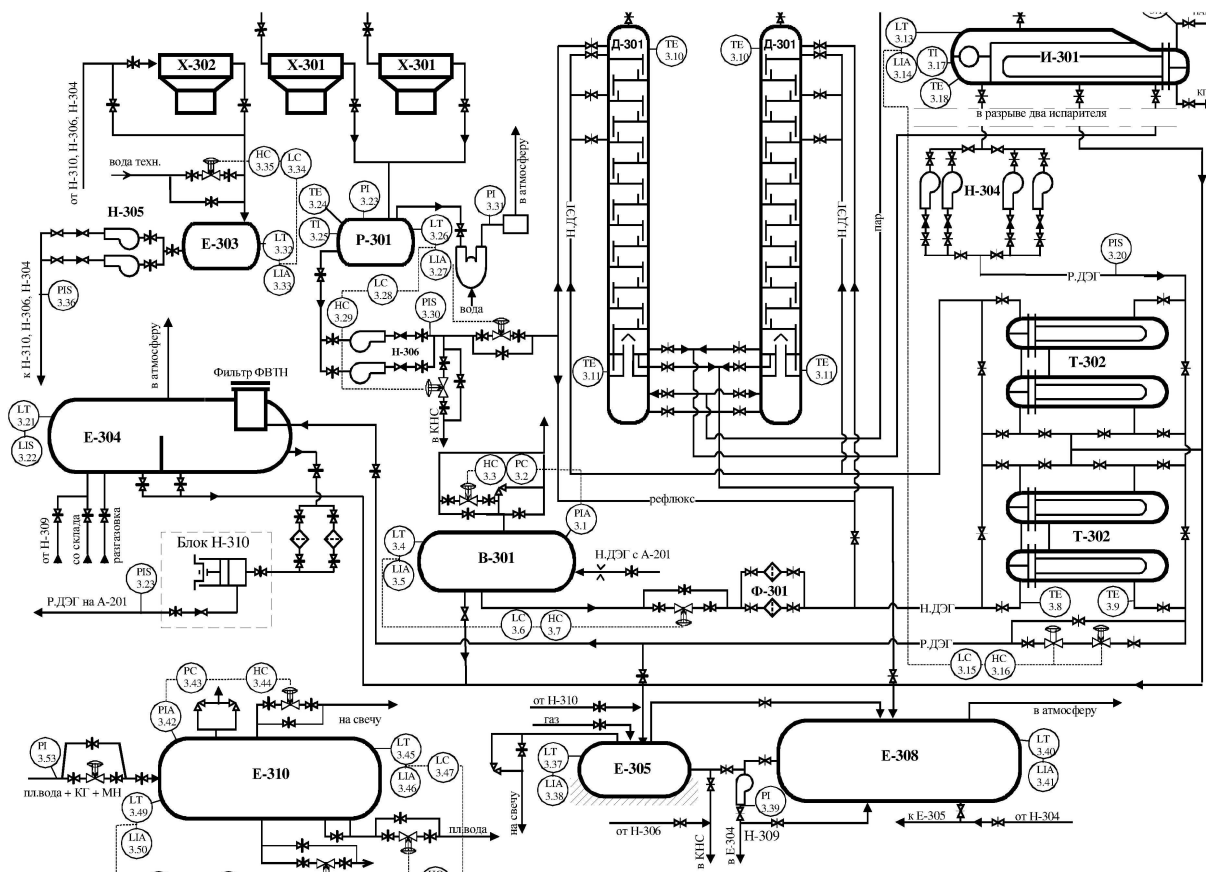


Рисунок 4 – Схема расхода газа на собственные нужды

Параметры газа на собственные нужды:

- температура не ниже 10 °С;
- давление 0,25-0,30 МПа.

Узел редуцирования газа на собственные нужды

К потребителям относятся: ГРУ котельной, газ на подогрев воды в РВС-700 м³, питание пилотной горелки факела. Отбор газа на собственные нужды (на редуцирование) производится с линии осушенного и сырого газа, а также из коллектора осушенного газа после выхода из абсорбера.

Газ, пройдя небольшой подогреватель типа «труба в трубе» Т-205, обогреваемый водяным паром, нагревается до 40 °С и поступает на первую ступень редуцирования. Температура газа на выходе Т-205 контролируется ртутным термометром. Редуцирование газа происходит на клапане-регуляторе (поз. РГС 229) до давления 0,23 МПа. При этом температура редуцируемого газа понижается до 10–15 °С. Далее газ идёт на подогрев в межтрубное пространство кожухотрубного теплообменника Т-201, где подогревается водяным паром до температуры 45 °С, после чего проходит хозрасчётную замерную диафрагму (поз. Е-231) и идёт на вторую ступень редуцирования.

Давление газа после второй ступени редуцирования 0,30 МПа поддерживается тремя параллельно установленными клапанами-регуляторами давления (поз. Р1С-233, НО). Температура и давление газа контролируются по месту термометрами и техническими манометрами и выводится на пульт УВК. Перед первой ступенью редуцирования установлен пневмокран, который автоматически закрывается при повышении давления за второй ступенью редуцирования. С температурой 10 °С по трубопроводу Ду = 400 газ поступает на объекты.

Дожимная компрессорная станция

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – обеспечивает необходимое давление газа перед технологическими цехами осушки УКПГ и внутрипромысловый транспорт газа с необходимым давлением к головным компрессорным станциям магистральных газопроводов.

Технологические схемы, оборудование и наименования кранов для I и II очередей компримирования идентичны, поэтому описание приводится для одной из ступеней.

Дожимная компрессорная станция включает в себя газоперекачивающие агрегаты типа ГПА-Ц-16/56 (II очередь) – 3 штуки, ГПА-Ц-16/76 (I очередь) – 3 штуки, установленные в индивидуальных укрытиях, и вспомогательные системы, установки, сооружения, обеспечивающие их функционирование:

- система технологического газа с запорной арматурой;
- цех очистки газа (ЦОГ);
- установка охлаждения газа (АВО) типа 2АВГ-75;
- блок подготовки пускового, топливного, импульсного газа (БПТПИГ);
- система электроснабжения ДКС;
- система автоматического управления и КИП ДКС;
- вспомогательные системы и устройства (маслоснабжение, пожаротушение, отопление, вентиляция, сжатый воздух для технологических целей и др.).

Компримирование газа производится полнонапорными нагнетателями с приводом от газотурбинных двигателей НК-16СТ. Нагнетатели подключены параллельно к всасывающему и нагнетательному коллекторам ДКС.

Для обеспечения пуска и остановки ГПА, а также защиты от помпажа предусмотрены пусковые контуры у каждого агрегата и общестанционный контур. Диаметр пускового контура агрегата – $Dу = 400$, диаметр общестанционного контура – $Dу = 700$.

Производительность агрегата ($м^3/мин.$) можно определить в зависимости от числа оборотов и степени сжатия.

Всасывающий коллектор при помощи крана №№ 7 и 7а подключается к коллектору сухого газа УКПГ. От всасывающего коллектора осуществляется отбор газа к нагнетателям ГПА по трём линиям Г-700. В каждой линии Г-700 установлен кран № 1. Параллельно крану № 1 устанавливается кран № 4 $Dу = 50$. Перед краном № 4 $Dу = 50$ установлен кран № 4 бис $Dу = 50$ с ручным управлением, за ним – дроссельная шайба $d = 30$ мм. Непосредственно на входе в ГПА в линии Г-700 установлена защитная решётка. Нагнетательный коллектор имеет два закольцованных участка, между которыми включается аппарат воздушного охлаждения (АВО) газа. АВО служит для охлаждения сжатого нагнетателем газа перед подачей его в МПК до $T = 10$ °С.

В коллектор перед АВО подают сжатый газ нагнетателем ГПА по нагнетательным линиям. В линии нагнетания $Dу = 700$ установлен обратный клапан. Перед обратным клапаном врезан кран № 5 $Dу = 80$ для продувки и стравливания газа из контура нагнетателя (свеча). После обратного клапана предусмотрен кран № 2.

В выходном коллекторе после АВО установлен обратный клапан, кран № 8, а также врезана перемычка $Dу = 700$ с кранами №№ 36 и 36 бис, через которую всасывающий и нагнетательный коллекторы соединяются между собой, кран № 36р ($Dу = 150$) является обводным для кранов № 36 и № 36 бис.

Кран № 20 делит газопровод на части низкого и высокого давления. При перестановке кранов №№ 7, 7а, 8 и 20 можно отключить ДКС, и газ с УКПГ пойдёт, минуя ДКС, в межпромысловый коллектор. Нагнетательный коллектор имеет кран № 52 с местным управлением, при открытии которого газ пойдёт, минуя АВО, на узел подключения, неохлаждённый. В рециркуляционный коллектор Г-700 по линии Г-400 нагнетателем ГПА при закрытых кранах № 2 и № 5 подаётся газ, который циркулирует по малому кольцу. Рециркуляционный коллектор включается во всасывающий коллектор при помощи крана № 66 с местным управлением.

На линии Г-400 установлен шаровой кран № 6 бис с ручным приводом, обратный клапан, после обратного клапана имеется кран № 6, параллельно которому установлен противопомпажный кран № 6 р.

Технологический газ к нагнетателю отбирается с УКПГ с расчётным давлением $P = 2,25 \div 6,4$ МПа в зависимости от времени разработки месторождения и качества добываемого газа. Давление газа на выходе из нагнетателя $P = 7,45$ МПа (расчётное). Степень сжатия расчётная $\theta = 1,44 \div 1,5$. Температура газа на входе в нагнетатель $T_{\text{вн}} = 7 \div 15$ °С, температура газа на входе в АВО – $T_{\text{вв}} = 30 \div 32$ °С. На площадке технологического газа параллельно трём главным смонтированы вспомогательные коллекторы для нужд ГПА:

- коллектор обогрева ВО-150;
- коллекторы дренажные МО-100 и МД-100;
- коллекторы импульсного газа ГИ-50 и ГИ-150;
- коллекторы топливного газа ГТ-400;
- коллекторы пускового газа ГП-300.

Все коллекторы, кроме обогрева и дренажного, имеют свои свечи. В пусковой и топливный коллекторы газ подаётся от блока подготовки топливного и пускового газа БПТГ. Из этих коллекторов газ отводится к ГПА.

Пусковой газ:

- с давлением $P = 0,35 \div 0,5$ МПа;
- с температурой $T = 20$ °С.

Топливный газ:

- с давлением $P = 2,45 \pm 0,02$ МПа;
- с температурой $T = 25 \div 60$ °С.

Пусковой газ из коллектора ГП-300 по линии подачи ГП-200 подводится через фильтр к крану № 11, а от него к стартёру, при помощи которого производится раскручивание ротора ВД двигателя при запуске ГПА. На этом участке пусковой линии после крана № 11 установлена свеча с краном № 10. Топливный газ из коллектора ГТ-400 через блок фильтров поступает к крану № 12, от которого идёт к блоку фильтров топливного газа, установленному непосредственно у ГПА. После крана № 12 имеется свеча с краном № 9. Краны №№ 9, 10, 11, 12 и фильтры установлены в блок-боксе фильтров газа (БФГ).

Отбор газа на собственные нужды ГПА производится из всасывающего или нагнетательного коллекторов. Отобранный газ поступает в коллектор Г-150 и далее в блок очистки газа (БО). Из БО очищенный газ идёт в блок замера газа (БЗ), из которого по трубе Г-150 поступает к подогревателям БПТГ, к блоку подогрева газа регенерации БПГ. Из блока замера газ поступает в блок осушки и хранения импульсного газа (БА). Из блока замера производится отбор газа на горелки подогревателей. По этой линии параллельно друг другу установлены редукторы и предохранительный клапан СППК-4 р-50-16, отрегулированный на давление $P = 0,35$ МПа.

После подогревателей БПТГ подогретый газ по трубе Г-150 поступает в адсорбер для регенерации адсорбента. Из блока адсорбера импульсный газ подаётся на управление общестанционными кранами №№ 9, 10, 11, 12, по трубе ГИ-150 – на управление кранами №№ 1, 2, 4, 5 и 6.

Литература:

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации нижнемеловых отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения. – М., 1988. – 145 с.
2. Отчёт по геологии и разработке Уренгойского НГКМ за 2003 г. – Новый Уренгой, 2000. – 103 с.
3. Технологический регламент УКПГ-13 ООО «Уренгойгазпром», 2003. – 195 с.
4. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса : сб. науч. трудов ООО «Уренгойгазпром». – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 351 с.

5. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с.
6. Хохлов Б.П. Абсорбер. Расчёты. ГП 502.00.000РР2. – Подольск : ЦКБН, 1988. – 40 с.
7. Ромм В.М. Абсорбция газов. – М. : Химия, 1976. – 656 с.
8. Технологический расчёт системы абсорбционной осушки газа : справочное пособие. – Тюмень, 2002.
9. Чеботарёв В.В. Расчёты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. – Уфа : УГНТУ, 2001. – 331 с.
10. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка природных газов. – М. : Химия, 1984. – 189 с.
11. Гафарова З.Р. Учебно-методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов. – Уфа : УГНТУ, 2000. – 12 с.
12. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 309 с.
13. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 1999. – 596 с.
14. Технический отчёт по работе оборудования систем осушки и подготовки газа УНГКМ за август 2003 года. – ООО «Уренгойгазпром», 2003. – 73 с.
15. Добыча, подготовка и транспорт природного газа : справочное руководство в 2-х томах / под ред. Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. – М. : Недра, 1984. – Т. 1. – 360 с.
16. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика : справочник. – М. : Недра, 1986. – 325 с.
17. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчёта оборудования. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 279 с.
18. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в открытом акционерном обществе «Газпром». – М. : «ИРЦ Газпром», 2000.
19. Инструкция по охране труда для оператора по исследованию скважин / ООО «Уренгойгазпром». – Новый Уренгой, 2001. – 11 с.
20. Система сбора и подготовки газа на примере 13 УКПГ Уренгойского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3ad78b5d53a88421216c37_0.html
21. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2016. – 135 с.
22. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 179–197.
23. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // сб. науч. трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.
24. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 8–12.
25. Богатырёв В.С., Кусов Г.В., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 64–68.

References:

1. Project of trial operation nizhnemelovykh of deposits of the Urengoy gas-condensate field. – М, 1988. – 145 p.
2. The report on geology and development of the Urengoy OGCF for 2003 – Novy Urengoy, 2000. – 103 p.
3. Production schedules of UKPG-13 of LLC Urengoygazprom, 2003. – 195 p.
4. Problems of development of fields of the Urengoy complex: RBU. scientific works of LLC Urengoygazprom. – М. : LLC Nedra – Businessstentr, 2003. – 351 p.
5. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleymanov R.S. Collection and trade preparation of gas on northern fields of Russia. – М. : JSC Nedra Publishing House, 1999. – 473 p.

6. Ukrainians B.P. Absorber. Calculations. GP 502.00.000RR2. – Podolsk : TsKBN, 1988. – 40 p.
7. Romm V.M. Absorption of gases. – M. : Chemistry, 1976. – 656 p.
8. Technological calculation of system of an absorbing osushka of gas : handbook. – Tyumen, 2002.
9. Chebotaryov V.V. Calculations of the basic engineering procedures in case of collection and preparation of borehole products. – Ufa : UGNTU, 2001. – 331 p.
10. Zhdanov N.V., Caliph A.L. Osushka of natural gases. – M. : Chemistry, 1984. – 189 p.
11. Gafarova Z.R. Educational and methodical benefit on accomplishment of an economic part of degree projects. – Ufa : UGNTU, 2000. – 12 p.
12. Shirkovsky A.I. Development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : Subsoil, 1987. – 309 p.
13. Bekirov T.M., Lanchakov G.A. Tekhnologiya of handling of gas and condensate. – M. : LLC Nedra – Businessstentr, 1999. – 596 p.
14. The technical report on operation of the equipment of systems of an osushka and preparation of UNGKM gas for August, 2003. – LLC Urengoygazprom, 2003. – 73 p.
15. Production, preparation and transport of natural gas : the reference guide in 2 volumes / under the editorship of Korotayev Yu.P., Margulova R.D. – M. : Subsoil, 1984. – T. 1. – 360 p.
16. Sereda N.G., Sakharov V.A., Timashev A.N. Sputnik of the oil industry worker and gas worker: reference book. – M. : Subsoil, 1986. – 325 p.
17. Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. Engineering procedures of preparation of natural gas and methods of calculation of the equipment. – M. : LLC Nedra-Businessstentr, 2000. – 279 pages.
18. A single management system labor protection and industrial safety in Gazprom open joint stock company. – M. : IRTs Gazprom, 2000.
19. The instruction for labor protection for the operator on well Survey / LLC Urengoygazprom. – Novy Urengoy, 2001. – 11 p.
20. System of collection and preparation of gas on the example of 13 GPPs of the Urengoy field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3ad78b5d53a88421216c37_0.html
21. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of the oil-field equipment on an ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2016. – 135 p.
22. Kusov G.V., Savenok O.V. Upgrade of low-temperature separators on the Urengoy gas-condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 2. – P. 179–197.
23. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of system of preparation of gas on the Urengoy gas-condensate field (on the example of UKPG-15) // RBU. Science works on materials of the All-Russian scientific and practical conference «Theoretical and Applied Researches in the Field of Natural, Humanitarian and Technical Science» (on June 17, 2016, Prokopyevsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.
24. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. The choice and reasons for indicators of reliability of the packaged automated oil-field equipment // the Scientific and technical magazine «Equipment and Technologies for an Oil and Gas Complex». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 8–12.
25. Bogatyryov V.S., Kusov G.V., Savenok O.V. Classification of refusals and job analysis of the processing oil-field equipment in the conditions of Far North // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7/2016. – P. 64–68.