

УДК 622.276.054.5

АНАЛИЗ ОБУСТРОЙСТВА ВЫНГАЯХИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF CONSTRUCTION BY VYNGAYAKHINSKOYE OIL AND GAS 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

Оливейра Жерсон Гонсалу
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
gersongoncalo92@gmail.com

Жару Нелсон Жоржину
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
nelsonjorginojaro2@gmail.com

Аннотация. В статье показано, что газовая залежь Вынгаяхинского месторождения является одним из наиболее привлекательных объектов для первоочередного освоения. Это связано, с одной стороны, с особенностями геологического строения (небольшая глубина залегания, большая продуктивность скважин, высокая степень подтвержденности запасов газа), с другой, – с выгодным географо-экономическим положением (наличие производственной инфраструктуры, системы магистральных газопроводов, свободных трудовых ресурсов). Показано, что экономические показатели освоения и эксплуатации могут быть улучшены за счёт комплексной разработки сеноманских газовых залежей Вынгаяхинского и прилегающего к нему Еты-Пуровского месторождений, разработка которого находится в настоящее время на начальной стадии.

Ключевые слова: обустройство куста газовых скважин; анализ эффективности системы подготовки газа; установка комплексной подготовки газа; дожимная компрессорная станция; установка очистки газа; установка компримирования газа; установка охлаждения газа.

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North Caucasian federal university
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of engineering,
Associate professor,
Associate professor of oil and gas
business name of professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Oliveira Zherson Gonsalu
Student,
Kuban state technological university
gersongoncalo92@gmail.com

Zhary Nelson Zhorzhinu
Student,
Kuban state technological university
nelsonjorginojaro2@gmail.com

Annotation. The article shows that the gas reservoir of Vyngayakhinskoye field is one of the most attractive targets for priority development. This is due, on the one hand, with the peculiarities of the geological structure (small depth, large well productivity, high degree of verifiability gas reserves), on the other – with a favorable geographical and economic situation (presence of industrial infrastructure, the system of main gas pipelines, free labor). It is shown that the economic indicators of development and operation can be improved due to the integrated development of the senoman gas deposits Vyngayakhinskoye and adjacent Ety-Pur field, the development of which is currently in the initial stage.

Keywords: arrangement bush gas wells; analysis of the efficiency of gas treatment system; comprehensive gas; booster compressor station; installation of gas purification; installation of gas compression; gas cooler.

Вынгаяхинское нефтегазовое месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 120 км к югу от п. Тарко-Сале. В географическом отношении месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически оно расположено в междуречье рек Вынгапур и Тырль-Яха, относящихся к бассейну р. Пур.

Обустройство куста газовых скважин

Эксплуатационные скважины группируются в кусты из 2–3 скважин с расстоянием между устьями не менее 40 м. Кустовая площадка сеноманских газовых скважин должна располагаться на расстоянии не менее 70 м от кустовой площадки нефтяных скважин.

Устье скважины обвязывается манифольдом, в состав которого должны входить, как минимум, устьевой клапан-отсекатель, быстросъёмное сужающее устройство, прямоточные задвижки. Устье скважины должно быть оборудовано двумя задавочными линиями с обратными клапанами и быстросъёмными соединениями, а также при необходимости метаноопроводом.

Куст скважин должен быть оборудован факельной линией с вертикальным или горизонтальным факельным устройством (ГФУ), а также измерительной установкой (коллектором) типа Надым-2 или сепаратором.

Газосборный коллектор от скважин куста выполнен в подземном исполнении.

Кустовая площадка оборудована фундаментами под подъёмные агрегаты для капитального ремонта скважин, якорями под оттяжки подъёмных агрегатов, емкостями под технологические растворы, необходимые для ремонта скважин. В целях предотвращения затопления талыми водами кустовая площадка должна быть отсыпана выше максимального подъёма воды, иметь уклон в сторону амбара ГФУ, а в целях исключения снеготаносимости территории и образования «повышенных» объёмов талых вод, образующихся при весеннем таянии снега, – не обвалована и иметь подъездные пути.

Существуют принципиальные схемы обвязки устья скважин с различным расположением рабочих струн фонтанной арматуры относительно оси скважин и с использованием амбара ГФУ, построенного при бурении скважин:

- традиционная схема обвязки с расположением арматуры параллельно оси скважин;
- схема обвязки с расположением арматуры перпендикулярно оси скважин, обеспечивающая снижение потерь давления и некоторое уменьшение металлоёмкости за счёт устранения ряда поворотов обвязки;
- схема обвязки двух эксплуатационных скважин с расположением одной из арматур под углом к оси скважин, что обеспечивает снижение металлоёмкости при некотором увеличении размеров самой кустовой площадки;

Оптимальной схемой следует считать схему с расположением арматуры параллельно оси скважин с использованием уже имеющегося амбара ГФУ.

В проекте предусматривается обустройство 33 эксплуатационных скважин на 14 кустах. Наблюдательные скважины (6 шт.) размещаются в контуре газоносности для контроля за разработкой залежи, три из них размещаются на кустовых площадках.

Распределение скважин по кустовым площадкам приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение скважин по кустовым площадкам

Номер куста	Количество скважин в кусте, шт.		
	эксплуатационные	наблюдательные	всего
6–11, 14, 15	2	–	2
12	2	1	3
2, 4, 5, 13	3	–	3
3	3	1	4
одиочные (1Н, 2Н, 3Н, 4Н)	–	4	4

Устья скважин размещаются на расстоянии 40 м друг от друга.

Режим работы скважин – безгидратный.

Выкидные трубопроводы эксплуатационных скважин подключаются к шлейфу.

Обвязка кустов запроектирована на статическое давление газа.

В обвязке устьев скважин предусмотрены клапаны-отсекатели для отключения скважин в случае порыва шлейфа и устройства, регулирующие с дистанционным управлением УР 1610АЭ с электрическим приводом для выравнивания давления газа в выкидных трубопроводах скважин. Для обеспечения замера дебита скважин выкидные трубопроводы оборудуются сужающими быстросменными устройствами.

На трубопроводе выхода газа с куста устанавливается дистанционно управляемый шаровый кран наземной установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600 с электроприводом для отключения шлейфа.

Газ при выводе скважин на режим отводится для сжигания на горизонтальный факел. На факельном трубопроводе предусмотрен регулирующий штуцер для снижения давления газа. Для проведения работ по исследованию скважин на каждом кусте предусматривается установка коллектора «Надым-2М».

Газ при проведении работ по исследованию скважин возвращается в шлейф или сжигается на факеле.

При глушении скважин подача раствора хлористого кальция предусматривается от передвижного задавочного агрегата и емкостей через задавочные трубопроводы, выведенные к проезду куста. Каждый трубопровод заканчивается арматурой и гнездом конуса для подключения задавочного агрегата.

Проектом предусмотрены:

- местный замер давления и температуры газа по каждой скважине на выкидном трубопроводе и в шлейфах на выходе с куста, давления газа на факельном трубопроводе после редуцирующего устройства;
- дистанционный замер расхода, давления и температуры газа по каждой скважине на выкидном трубопроводе, давления и температуры газа в шлейфах на выходе с куста.

Технологические трубопроводы в пределах площадки куста прокладываются надземно на опорах в теплоизоляции, трубопроводы на факел и для подключения задавочного агрегата – без теплоизоляции.

Для обвязки кустов скважин применяются узлы трубопроводов заводского изготовления.

Защита надземных трубопроводов от коррозии предусмотрена лакокрасочными покрытиями, теплоизоляция трубопроводов предусмотрена плитами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем.

Выбор труб произведён в соответствии с требованиями «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», трубопроводы запроектированы из труб группы В, сталь 09Г2С, сортамент по ГОСТ 8732-78, технические условия на изготовление по ГОСТ 8731-74.

Выбор трубопроводной арматуры осуществлен с учётом статического давления, максимальных и минимальных температур, которые принимает арматура в процессе эксплуатации. Арматура принята исполнения «ХЛ».

Анализ вариантов схем сбора газа

На газовых месторождениях Тюменской области широкое распространение получили две основные схемы промыслового сбора газа – лучевая и коллекторная.

В проекте разработки были предложены четыре варианта промыслового сбора газа:

I вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по семи коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 2 куста (расчётная схема показана на рис. 1);

II вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по трём коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 4–6 кустов. Кусты № 4 и № 9 подключаются к коллектору в 1,3 км от УКПГ (расчётная схема показана на рис. 2);

III вариант – лучевая схема сбора газа, при которой газ от кустов по шлейфам подаётся на УКПГ (расчётная схема показана на рис. 3);

IV вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по двум коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 7 кустов (расчётная схема показана на рис. 4).

Каждая из рассмотренных схем имеет преимущества и недостатки. Если I и III варианты обеспечивают высокую надёжность, II вариант обеспечивает экономию материальных и трудовых ресурсов, то IV вариант обеспечивает значительную экономию материальных и трудовых ресурсов при достаточной надёжности.

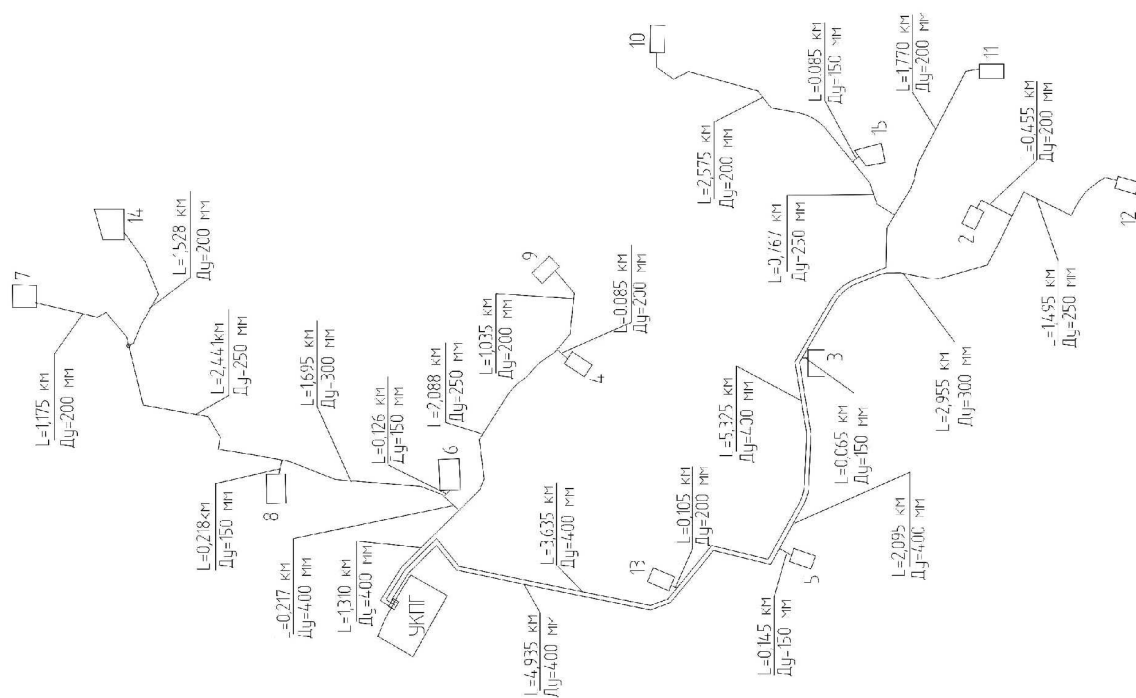


Рисунок 2 – Вариант расчётной схемы сбора газа (по 3 коллекторам)

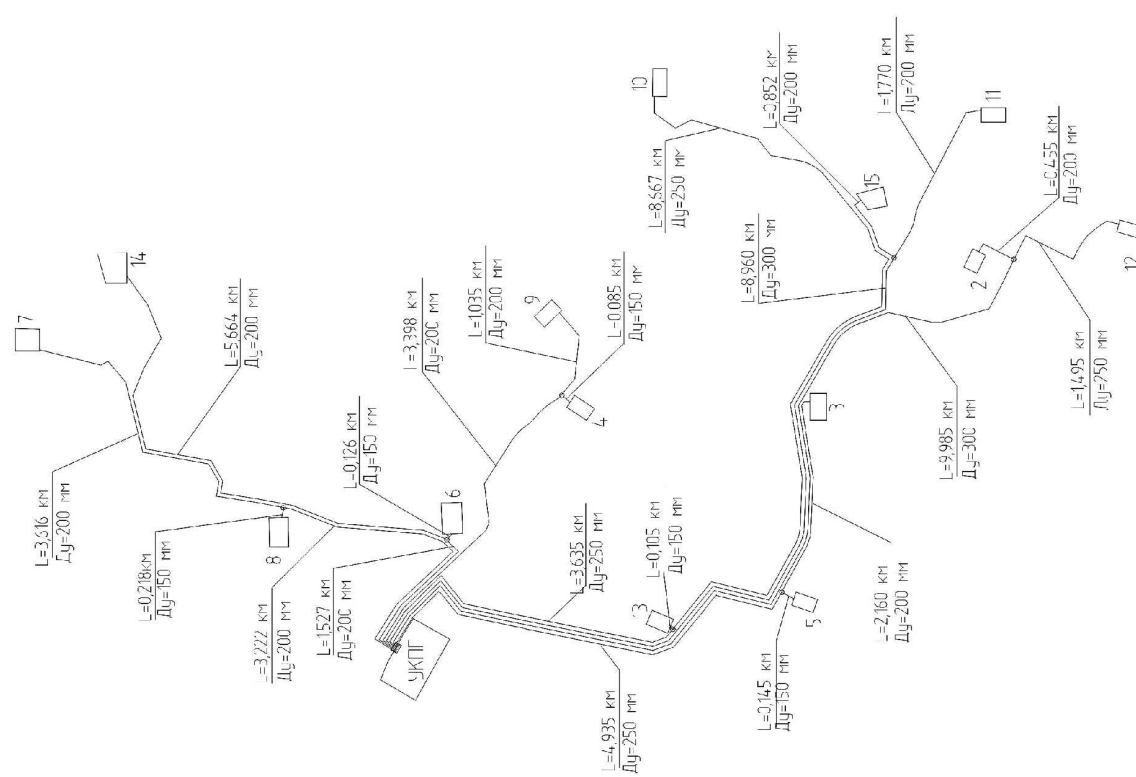
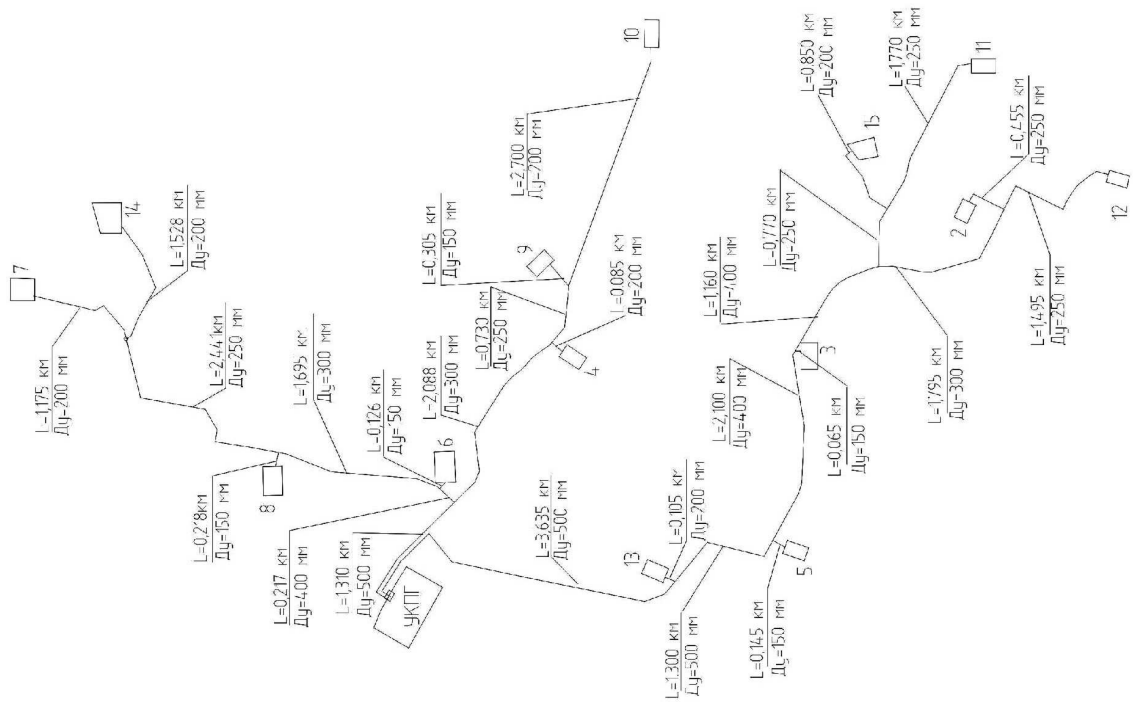
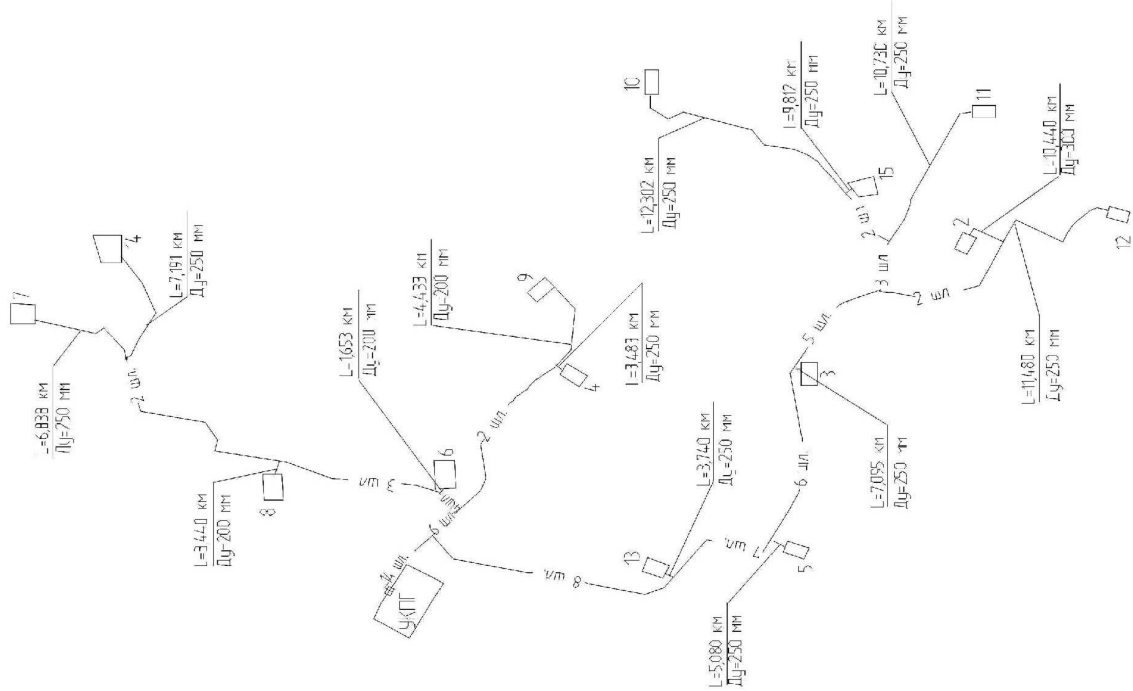


Рисунок 1 – Вариант расчётной схемы сбора газа (по 7 коллекторам)



Рисунки 4 – Вариант расчётной схемы сбора газа (по 2 коллекторам)



Рисунки 3 – Вариант расчётной схемы сбора газа (по лучевой схеме)

На основании долговременного опыта эксплуатации систем сбора газа на северных месторождениях Тюменской области (Комсомольское, Губкинское месторождения) и, исходя из технико-экономического расчёта и анализа вероятности возможных аварий, для Вынгайхинского месторождения принята коллекторная схема сбора газа с подключением кустов к телескопическим коллекторам по IV варианту. Такая схема обеспечивает меньшую металлоёмкость, безгидратный, более благоприятный гидравлический и температурный режим транспорта газа и достаточную надёжность. Вероятность возможных аварий для коллектора от куста 7 составит $5,66 \times 10^{-3}$ случаев в год, для коллектора от куста 10 – $8,19 \times 10^{-3}$ случаев в год.

Потребное количество труб и металлоёмкость по вариантам показано в таблице 2.

Таблица 2 – Потребное количество труб и металлоёмкость по вариантам

Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Количество, км			
	I вариант	II вариант	III вариант	IV вариант
Ø 159 × 4,5	1,651	0,639	–	0,859
Ø 219 × 6	24,742	8,728	9,526	6,443
Ø 273 × 7	16,717	6,791	81,096	7,661
Ø 325 × 8	18,945	4,650	7,680	5,578
Ø 426 × 9	–	17,517	–	3,477
Ø 530 × 9	–	–	–	6,245
Общая протяжённость, км	62,055	38,325	98,302	30,263
Металлоёмкость, тонн	2765	2511	4504	1965

На газовые месторождениях Тюменской области широкое распространение получили две основные схемы внутринефтепромыслового сбора газа – лучевая и коллекторная.

Каждая из применяемых схем имеет преимущества и недостатки. Если при лучевой схеме обеспечивается высокая надёжность системы и эффективный контроль за работой кустов и скважин, то при коллекторной достигается значительная экономия материальных и трудовых ресурсов при достаточной надёжности.

Рассмотрены три варианта внутринефтепромыслового сбора газа:

- 1) коллекторная схема сбора газа, при которой газ от кустов по семи коллекторам подаётся на УКПГ (к одному коллектору подключается 2–3 куста);
- 2) коллекторная схема сбора газа, при которой газ от кустов по пяти коллекторам подаётся на УКПГ (к одному коллектору подключаются 3–5 кустов);
- 3) лучевая схема сбора газа, при которой газ от кустов по 17–20 шлейфам подаётся на УКПГ.

Режим работы шлейфов и коллекторов по всем вариантам безгидратный. подача ингибитора гидрообразования от УКПГ к кустам скважин не требуется.

На основании долговременного опыта эксплуатации систем сбора газа на северных месторождениях Западной Сибири и исходя из технико-экономического расчёта для Еты-Пуровского месторождения принята коллекторная схема сбора газа с подключением кустов к пяти коллекторам. Такая схема обладает меньшей металлоёмкостью, достаточной надёжностью и обеспечивает благоприятный гидравлический и температурный режимы транспорта газа.

Гидравлический расчёт газосборных сетей выполнен в соответствии с требованиями ОНТП 51-1-85 с использованием ЭВМ по программе «ОЮКА 2». Расчёт произведён на весь период эксплуатации (32 года).

Расчёт схемы и подбор диаметров шлейфов и коллекторов выполнен из условия минимальной разницы давлений по более удалённым коллекторам на входе в УКПГ, минимальной разницы транзитного потока и потока от кустов в месте подключения, а также исходя из существующего сортамента труб. В расчётах принят допустимый перепад давления до 6 % от устьевого давления газа.

Потребное количество труб и общая металлоёмкость по вариантам приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Потребное количество труб и металлоёмкость по вариантам

Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Количество, км			
	I вариант	II вариант	III вариант	IV вариант
Ø 720 × 10	–	–	9,4	10,5
Ø 219 × 6	1,7	0,7	0,9	0,8
Ø 273 × 6	5,3	2,0	1,6	2,6
Ø 325 × 7	18,1	9,9	15,2	18,7
Ø 426 × 9	10,0	21,3	7,3	10,3
Ø 530 × 8	16,7	17,9	18,2	10,5
Общая протяжённость, км	51,8	51,8	52,6	58,8
Металлоёмкость, тонн	3902	4460	5122	5584

Сопоставление вариантов разработки при указанной цене на газ позволяет рекомендовать третий вариант разработки к практической реализации, предусматривающий уровень годовой добычи газа в объёме 13 млрд м³, для реализации которого потребуется 3639,91 млн руб. капитальных вложений, в т.ч. 1281,1 млн руб. в бурении и 2312,56 млн руб. в обустройстве.

Таким образом, III вариант обустройства промысла и эксплуатации месторождения характеризуется следующими технико-экономическими показателями:

- срок эксплуатации месторождения – 30 лет;
- накопленная добыча газа – 279,95 млрд м³;
- число эксплуатационных скважин – 75 шт.;
- количество кустов – 18 шт.;
- средний дебит скважин – 509 м³/сут.;
- объём кап. вложений в обустройство месторождения – 2312,56 млн руб.;
- эксплуатационные затраты за весь период разработки – 15513 млн руб.;
- средняя себестоимость добычи 1000 м³ газа – 56,2 руб.;
- дисконтированная накопленная денежная наличность – 361,44 млн руб.;
- внутренняя норма доходности – 11,44 %;
- срок окупаемости капвложений (с начала строительства) – 10 лет.

Газ от кустов скважин поступает на входные краны пункта переключющей арматуры (ППА), а затем через сборный коллектор условным диаметром 1000 мм подаётся на установку сепарации газа. Сборный коллектор служит одновременно для предварительной сепарации газа от жидкости, особенно при её пробковом поступлении из системы сбора, и защиты первичных сепараторов. Продувка сборного коллектора осуществляется в общую дренажную ёмкость.

Отсепарированный газ поступает на ДКС, где проходит вторую ступень очистки в фильтрах-сепараторах и компримируется до давления, обеспечивающего его подачу в магистральный газопровод. Согласно технологическим показателям разработки ввод ДКС необходим для 1 варианта – с третьего года эксплуатации, для 2, 3 и 4 вариантов – с первого года эксплуатации. Первые два года в первом варианте отсепарированный газ поступает сразу на установку осушки.

Температурный режим систем сбора определяет технологический режим газа на УКПГ, условия гидратообразования и меры по их предотвращению. Согласно термодинамическим расчётам устьевая температура потока газа в основной период оценивается в 17 °С. Температура смешанного потока в точках врезки кустов определялась на основе теплового баланса. Расчёт температурного режима проведён для характерных участков в точках смешения потоков и смены диаметров шлейфов. Результаты расчёта температурного режима для II варианта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Температуры гидратообразования

Давление, кг/см ²	65	60	55	50	45	40
Температура гидратообразования, °С	7,6	6,9	6,1	5,3	4,4	3,4

При пуске кустов в зимний период необходима подача ингибитора (метанола) на время прогрева шлейфов.

Анализ эффективности системы подготовки газа

Подготовка газа к транспорту осуществляется в несколько этапов:

- 1) очистка от механических примесей;
- 2) осушка газа.

Очистка от механических примесей

К механическим примесям относятся частицы породы, выносимые газовым потоком из скважины, строительный шлак, оставшийся после окончания строительства промысловых газосборных сетей и магистральных трубопроводов, продукты коррозии и эрозии внутренних поверхностей и жидкие включения конденсата и воды.

Согласно техническим требованиям на природные и нефтяные газы содержание жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25–50 г на 1000 м³ газа. Ещё более жёсткие требования необходимо предъявлять к содержанию твёрдой взвеси (не более 0,05 мг/м³), которая способствует эрозионному износу технологического оборудования газопроводов. Так, при содержании 5–7 мг/м³ твёрдой взвеси КПД трубопроводов уменьшается на 3–5 % в течение двух месяцев эксплуатации, а при запылённости более чем 30 мг/м³ трубопровод выходит из строя через несколько часов из-за полного эрозионно-ударного износа.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли. В таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции (к ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры);
- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли. В этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат (к ним относятся масляные пылеуловители, шаровые скрубберы и т.д.);
- использующие принцип электроосаждения (данные аппараты почти не применяются для очистки природного газа).

Наиболее широко используются аппараты «мокрого» и «сухого» пылеулавливания.

Для ограничения выноса из месторождения породы призабойную зону оборудуют фильтром.

На промысле газ проходит очистку в наземных сепараторах, в которых сепарируется жидкость (вода и конденсат) и газ очищается от частиц породы и пыли. Промысловые очистные аппараты работают, используя свойства выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или используя действие центробежных сил при специальной закрутке потока. Поэтому промысловые аппараты очистки делятся на гравитационные и циклонные. Гравитационные аппараты бывают вертикальные и горизонтальные. Вертикальные гравитационные аппараты рекомендуются для сепарации газов, содержащих твёрдые частицы и тяжёлые смолистые фракции, так как они имеют лучшие условия очистки и дренажа.

Вертикальные сепараторы изготовляют диаметром 400–1650 мм, горизонтальные – диаметром 400–1500 мм при максимальном давлении 16 МПа. При оптимальной скорости эффективность сепарации составляет до 80 %.

Осушка газа

При больших объёмах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе. Существующие способы осушки при промышленной подготовке газа к транспорту подразделяются на две основные группы: абсорбция и адсорбция и охлаждение газового потока.

В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировании газа.

Сорбционные способы осушки газа

Жидкие сорбенты, применяемые для осушки природных и нефтяных газов, должны иметь высокую растворимость в воде, низкую стоимость, хорошую антикорро-

зионность, стабильность по отношению к газовым компонентам и при регенерации; простоту регенерации, малую вязкость и т.д.

Большинству этих требований наилучшим образом отвечают ДЭГ и ТЭГ и в меньшей степени ЭГ.

Этиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{OH}$) – простейший двухатомный спирт, используется в основном как ингибитор, не применяется для осушки

Диэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) в химически чистом виде – бесцветная жидкость. Как показали эксперименты в лабораторных и промышленных условиях, максимальное понижение точки росы газа при осушке ДЭГ обычно не превышает 30–35 °С, что довольно часто оказывается недостаточным. В связи с разработкой более глубоких газовых месторождений, температура газа которых значительная и в летнее время почти не понижается в коммуникациях до газоосушительных установок, потребовался более сильный влагопоглотитель.

Триэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) получают соединением трёх молекул ЭГ с образованием воды.

Гликоли хорошо вбирают влагу из газов в большом интервале температур.

При сравнении ДЭГ и ТЭГ необходимо иметь в виду, что ДЭГ более дешёвый. Однако при использовании ТЭГ можно получить большее снижение точки росы газа (на 45–50 °С). Потери ТЭГ при регенерации значительно меньше, чем потери ДЭГ вследствие более низкой упругости паров.

Экономичность работы абсорбционных установок в значительной степени зависит от потерь сорбента. Для их снижения в первую очередь необходимо строго поддерживать расчётный температурный режим десорбера, тщательно сепарировать газ и водяной пар и по возможности исключить пенообразование при контакте газа с абсорбентом за счёт специальных добавок.

Осушка газа твёрдыми поглотителями

В качестве твердых поглотителей влаги в газовой промышленности широко применяются активированная окись алюминия и боксит, который на 50–60 % состоит из Al_2O_3 . Поглотительная способность боксита 4,0–6,5 % от собственной массы.

Преимущества метода: низкая точка росы осушенного газа (до – 65 °С), простота регенерации поглотителя, компактность, несложность и низкая стоимость установки.

Осушка газа молекулярными ситами

Для глубокой осушки применяют молекулярные сита, так называемые цеолиты. Цеолиты состоят из кислорода, алюминия, кремния и щелочноземельных металлов и представляют собой сложные неорганические полимеры с кристаллической структурой. Форма кристалла цеолита – куб, на каждой из шести сторон его имеются щели, через которые влага проникает во внутреннее пространство. Каждый цеолит имеет свой размер щелей, образованных атомами кислорода. Благодаря этому цеолиты способны резко избирательно сорбировать в основном мелкие молекулы, т.е. при адсорбции происходит как бы отсеивание более мелких от более крупных молекул. Мелкие молекулы проникают во внутреннее пространство кристалла и застревают в нём, а крупные молекулы не проходят и, следовательно, не будут адсорбироваться.

Цеолиты, применяемые в виде порошка или гранул размером до 3 мм, обладают высокой пористостью (до 50 %) и огромной поверхностью пор. Их активность достигает 14–16 г на 100 г цеолитов при парциальном давлении 0,4 мм рт. ст.

Для регенерации молекулярных сит используют сухой газ, нагретый до 200–300 °С, который пропускают через слой цеолита в направлении, обратном движению газа при осушке.

Цеолиты выдерживают до 5000 циклов, теряя при этом около 30 % своей поглотительной способности.

Осушка газа охлаждением

Охлаждение широко применяется для осушки и выделения конденсата и газа газоконденсатных месторождений на установках низкотемпературной сепарации, а также при получении индивидуальных компонентов газа сжижении газов и т.д.

Газ можно охлаждать путём расширения, когда необходимо снижать его давление, а также пропуская через холодильные установки. В условиях Крайнего Севера для охлаждения газа можно использовать низкую температуру окружающего воздуха (в зимнее время).

Процесс расширения с целью понижения температуры осуществляется двумя способами – дросселированием без совершения внешней работы (изоэнтальпийный процесс) или адиабатическим расширением с отдачей внешней работы (изоэнтропийный процесс).

В тех случаях, когда давления газа на входе в установки низкотемпературной сепарации недостаточно для его охлаждения расширением, устанавливают холодильные установки, заменяющие или дополняющие узел расширения. Необходимая температура сепарации может обеспечиваться за счёт установки дополнительных теплообменников-рекуператоров и холодильников. Для предупреждения гидратообразования перед теплообменником в поток сырого газа впрыскивается гликоль. Предусмотрен также ввод ингибитора.

Рассматривая рациональную область применения указанных способов осушки и извлечения конденсата из природных и попутных газов, необходимо отметить, что осушку весьма тощих газов (чисто газовых месторождений) целесообразно вести с применением диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, активированного боксита и цеолитов. Применять другие методы нерентабельно. Если же требуется только частичное удаление влаги из газа (получение точек росы не ниже – 10 °С), лучше применять гликоли. Для более глубокой осушки, а также при необходимости получения отдельных фракций желательна осушка вести активированным бокситом или цеолитом. Осушку и извлечение конденсата из газа газоконденсатных месторождений, в газах которых находится достаточно много конденсата, как правило, наиболее выгодно производить на установках низкотемпературной сепарации. При этом эффективность использования низкотемпературной сепарации газа зависит от начального давления и темпов его падения.

Для подготовки газа целесообразно применение метода абсорбционной осушки газа с использованием в качестве абсорбента триэтиленгликоля (ТЭГа) концентрации 98,5 % масс.

Метод абсорбционной осушки газа имеет ряд преимуществ:

- непрерывность, гибкость работы в условиях зимы и лета за счёт изменения концентрации и количества ТЭГа;
- полная автоматизация технологического процесса;
- меньшие потери давления в абсорберах;
- отсутствие низконапорного газа, подлежащего утилизации с применением компрессорных агрегатов;
- меньшая металлоёмкость основного оборудования;
- возможность работы в широком диапазоне давлений и нагрузок.

Применение для осушки газа ТЭГа, а не диэтиленгликоля (ДЭГа) основано на анализе сравнительных показателей абсорбентов (технические преимущества, физико-химические свойства, осушающая способность).

На основе анализа выявлены преимущества ТЭГа: более глубокая осушка газа, меньшие потери от уноса с газом и от термического разложения, лучшая регенерируемость, сокращение расхода топливного газа на регенерацию.

ТЭГ имеет более высокую температуру начала термического разложения (206 °С), ДЭГ – (164 °С). Применение ТЭГа позволяет использовать установку атмосферной регенерации, для регенерации ДЭГа необходима более дорогостоящая установка вакуумной регенерации. Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур позволяет уменьшить остаточное количество конденсата в регенерированном растворе.

Применение более вязкого ТЭГа позволяет сократить его унос с осушенным газом с 15 до 7 г/1000 м³. ТЭГ имеет по сравнению с ДЭГом более высокую температуру вспышки паров (158 °С и 135 °С соответственно) и воспламенения (170 °С и 143 °С), что снижает пожарную опасность объекта.

Гликоли относятся к веществам с относительно низкой токсичностью. При этом ТЭГ считается менее токсичным, что объясняется меньшим значением давления насыщенных паров. Таким образом, применение ТЭГа обеспечивает повышение безопасности эксплуатации и экологичности технологических установок.

Проектом предусматривается подготовка газа месторождения к транспорту совместно с газом Етыпуровского месторождения на УКПГ, расположенной на Вынгаяхинском месторождении.

Рассматриваемый вариант совместной подготовки газа Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений на УКПГ Вынгаяхинского месторождения по сравнению с отдельной подготовкой газа на месторождениях имеет свои преимущества и недостатки.

К недостаткам относятся:

- строительство дополнительной установки сепарации для газа Етыпуровского месторождения на УКПГ;
- увеличение диаметра межпромыслового газопровода от Етыпуровского месторождения с Ду 1000 до Ду 1200 мм;
- увеличение мощности ДКС в связи с большими потерями давления в межпромысловом газопроводе при подаче газа с Етыпуровского месторождения под собственным давлением по сравнению с подачей под давлением ДКС;
- дополнительный расход метанола на ингибирование межпромыслового газопровода;
- увеличение ёмкости склада метанола на Етыпуровском месторождении.

К преимуществам относятся:

- концентрация мощностей по подготовке и компримированию газа на одной площадке с размещением объектов инфраструктуры и инженерного обеспечения;
- использование для осушки газа оборудования большой производительности;
- уменьшение количества резервного оборудования установки осушки газа, регенерации ТЭГа и ДКС;
- использование одного типа газоперекачивающих агрегатов;
- сокращение сроков строительства УКПГ и ДКС при размещении их на одной площадке;
- сокращение площадей застройки УКПГ, ДКС, ОБП при размещении их на одной площадке;
- возможность использования единой установки регенерации ТЭГа;
- отсутствие необходимости завоза ТЭГа для осушки газа на Етыпуровское месторождение;
- сокращение площадей строительства на Етыпуровском месторождении приводит к уменьшению экологического ущерба.

В проекте обустройства Вынгаяхинского месторождения предусматриваются следующие объекты основного технологического назначения:

- кусты газовых скважин;
- УКПГ;
- дожимная компрессорная станция (ДКС).

Газ от кустов скважин по шлейфам и двум сборным коллекторам под собственным давлением подаётся на УКПГ. Прокладка газосборных сетей принята подземная, режим работы – безгидратный, запас температур газа от равновесной температуры гидратообразования составляет 2–4 °С.

Газ Етыпуровского месторождения из межпромыслового газопровода поступает на установку сепарации газа.

Газ обоих месторождений не содержит вредных примесей, содержание углеводородного конденсата незначительно, поэтому для его подготовки к транспорту в соответствии с ОСТ 51.40-93 необходима очистка от мехпримесей и воды до точки росы по воде в зимний период – минус 20 °С, в летний период – минус 10 °С.

Очистка газа от капельной влаги и мехпримесей на УКПГ производится в сепараторах производительностью 10 млн м³/сут. каждый, рекомендуемое число аппаратов выбирается с учётом разницы давлений отдельно для каждого месторождения: для Вынгаяхинского – две штуки, для Етыпуровского – четыре штуки и один общий резервный сепаратор.

Для осушки газа предусмотрено семь абсорберов (один резервный) производительностью 10 млн м³/сут. каждый.

В связи с тем, что в составе газа после ДКС с пятого года эксплуатации появляется капельная жидкость (до 0,45 м³/час) в абсорберах необходимо увеличить высоту массообменной части по сравнению с аналогом (ГП 1467.02.00.000), для снижения уноса с газом ТЭГа – применить регулярную насадку.

Насыщенный триэтиленгликоль с концентрацией 95,4 % подаётся на установку атмосферной регенерации.

После регенерации ТЭГ возвращается в технологический процесс.

Для восполнения потерь ТЭГа предусмотрена его подача со склада. Величина потерь ТЭГа (10 г на 1000 м³ газа) принята согласно данных ООО «Ноябрьскгаздобыча», полученных при эксплуатации Губкинского УКПГ. Максимальный годовой расход ТЭГа составляет 200 тонн/год. Для осушки газа в технологическом процессе циркулирует от 23,5 тонн/сут. ТЭГа в первые годы до 456 тонн/сут. ТЭГа в конце периода постоянной добычи газа.

При работе без ДКС газ после установки сепарации поступает на установку осушки.

В связи с низким пластовым давлением газа Вынгаяхинского месторождения для обеспечения необходимого давления газа в точке врезки в магистральный газопровод требуется ввод ДКС с третьего года эксплуатации.

Подключение ДКС предусмотрено между установкой сепарации газа и установкой осушки газа. При работе с ДКС газ с расчётной температурой 25 °С (летом) и 15 °С (зимой) поступает в абсорберы для осушки.

Для комплексной подготовки газа применяется оборудование, разработанное ЦКБН и поставленное на промышленное производство.

Предусматривается коллекторная схема подключения сепараторов и абсорберов, позволяющая выполнять ремонтные работы одного аппарата без остановки других. Для предупреждения гидратообразования в обвязке оборудования установки сепарации газа предусмотрена подача метанола во входные потоки газа перед арматурой, отключающей газосборные коллектора, и на вход каждого сепаратора. Подготовленный к транспорту газ подаётся через пункт измерения расхода в трубопровод внешнего транспорта Ду 1000 мм. Структурная схема УКПГ приведена на рисунке 5. Технологические показатели разработки и параметры газа Вынгаяхинского месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технологические показатели разработки и параметры газа

Год разработки	Добыча, млрд. м ³	Дебит скважин, тыс. м ³ /сут.	Фонд скважин, шт.	Давление, МПа		Температура, °С		
				Устьевое	На входе в сепаратор	Устьевая	На входе в сепаратор	Гидратообразования в шлейфах
1	1	422	7	6,75	6,65	13,2	10,6	8,6
2	3,5	469	22	6,44	6,14	13,3	10,8	8,0
3	5,0	447	33	6,16	5,85	13,3	10,6	7,5
4	5,0	447	33	5,89	5,58	13,3	10,6	7,1
5	5,0	447	33	5,63	5,31	13,3	10,6	6,6
6	5,0	447	33	5,39	5,05	13,3	10,6	6,1
13	5,0	448	33	3,66	3,07	13,3	10,6	1,6
21	2,342	225	27	1,89	1,60	6,7	4,4	-4,2
28	0,662	86	20	1,00	0,92	2,6	0,8	-8,9

Пластовая вода из сепараторов направляется в дегазаторы и после разгазирования – на очистные сооружения, максимальная концентрация метанола составляет до 1,75 % объёмных.

В составе УКПГ для сброса газа перед ремонтами и при авариях предусмотрена свеча рассеивания, т.к. газ месторождения лёгкий (относительная плотность 0,564), постоянные сбросы газа отсутствуют, в сбросах отсутствуют вещества 1 и 2 класса опасности, кроме того, плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании газа превышает плату за выбросы без сжигания в 5 раз.

Для слива жидких продуктов из оборудования на период ремонтов предусмотрены дренажные ёмкости.

Установка комплексной подготовки газа

Технология комплексной подготовки газа к транспорту включает следующие процессы:

- сепарацию газа для очистки от капельной жидкости, выносимой из пласта;
- абсорбционную осушку газа раствором ТЭГа;
- регенерацию ТЭГа и возвращение его в технологический процесс осушки газа;
- дистанционное отключение коллекторов от УКПГ и переключение их на свечу;
- защиту технологического оборудования от превышения давления;
- подогрев и редуцирование газа на собственные нужды;
- замер количества осушенного газа и подачу в магистральный газопровод;
- аварийное опорожнение установок и рассеивание газа на свече;
- хранение ТЭГа, метанола и использование их в технологическом процессе.

Для осуществления названных процессов в составе УКПГ предусмотрены следующие технологические объекты:

- установка переключающей арматуры и сепарации газа;
- установка осушки и регенерации ТЭГа;
- пункт измерения расхода газа;
- дренажные ёмкости;
- свеча рассеивания;
- внутривыгодочные технологические трубопроводы.
- установка переключающей арматуры;
- оборудование для сепарации и осушки газа, регенерации ТЭГа, подготовки

газа на собственные нужды;

- пункт измерения расхода газа размещаются в отдельных цехах (зданиях);
- дренажные ёмкости – на открытой площадке.

Цех входа и сепарации газа

Газ от кустов скважин Вынгаяхинского месторождения по коллекторам и газ Етыпуровского месторождения по трубопроводу Ду 1200 мм поступает на установку входа и сепарации газа, включающую узлы переключающей арматуры, семь сепараторов производительностью 10 млн. м³/сут. каждый, два дегазатора для сбора пластовой воды.

Узлы переключающей арматуры предназначены для:

- подключения газосборных коллекторов от кустов скважин к общему сборному коллектору и трубопровода Ду 1200 мм и распределения подачи газа по сепараторам;
- дистанционного отключения газосборных коллекторов от УКПГ и переключения их для продувки на свечу;
- распределения и регулирования подачи метанола.

Каждый коллектор входа газа в цех оборудуется пневмогидрокрansom, который служит для отключений коллектора и цеха, в том числе и аварийных; ручным краном для продувки газосборного коллектора на свечу; электроприводной арматурой для ввода метанола. Газосборные коллектора Вынгаяхинского месторождения дополнительно оборудуются ручными кранами-регуляторами для выравнивания давления на входе и подключаются к общему сборному коллектору Ду 700 мм.

На каждом коллекторе входа газа производится замер температуры и давления газа с передачей данных в операторную.

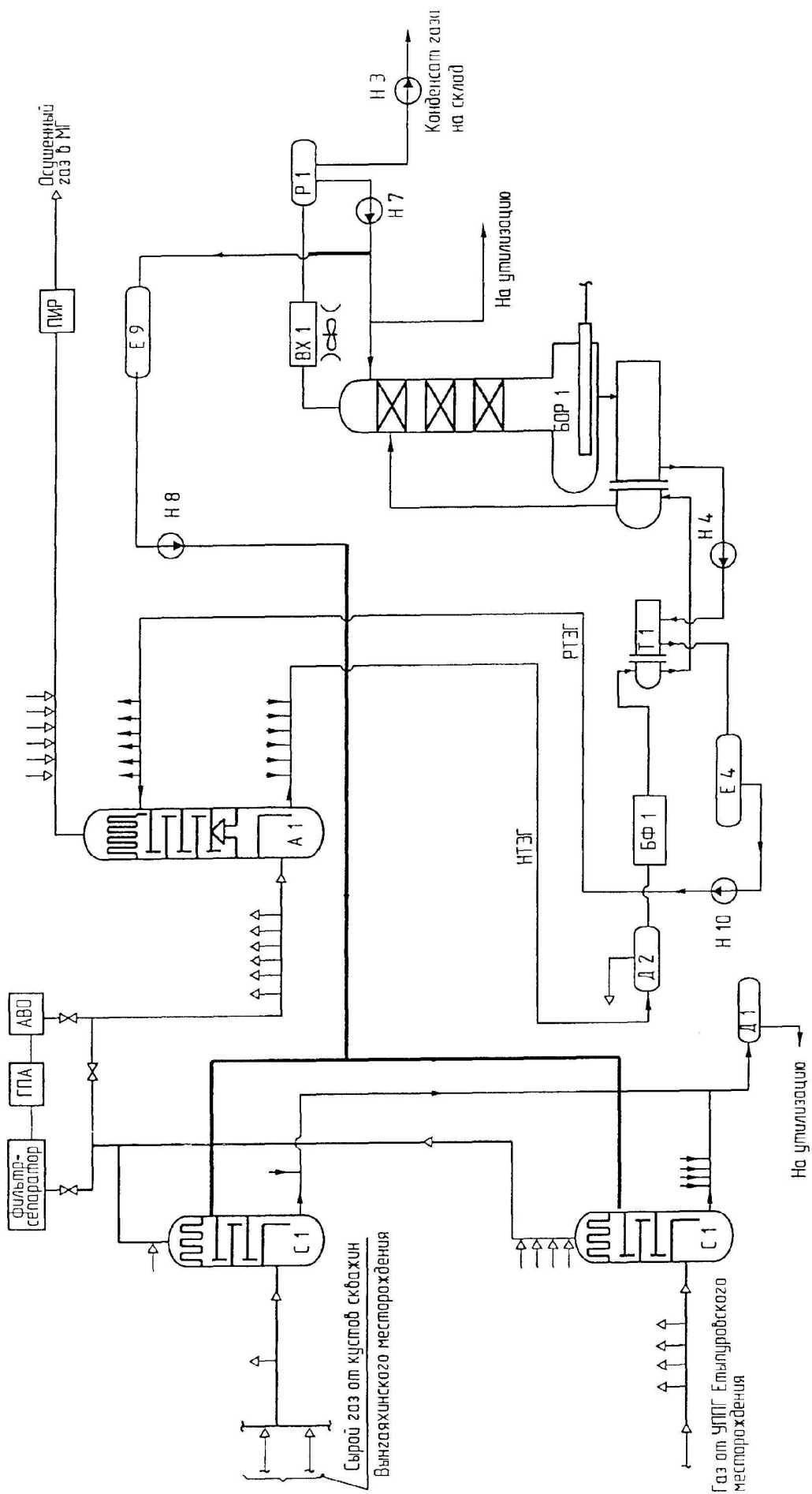


Рисунок 5 – Структурная схема УКПГ Вынгайинского месторождения

При падении давления газа в газосборных коллекторах до отсекающих кранов производится автоматическое отключение коллекторов, при превышении давления выше допустимого (7,5 МПа) выдаётся аварийный сигнал.

Общий сборный коллектор служит одновременно для предварительной сепарации газа от жидкости, особенно при её пробковом поступлении из системы сбора, и распределения газа по сепараторам. Слив жидкости из общего сборного коллектора осуществляется в дренажную ёмкость.

Из общего сборного коллектора газ поступает в сепараторы.

В сепараторах производится отделение механических примесей, солей, улавливание капельной жидкости, выносимой из пласта, и частично метанола путём промывки рефлюксной водой. Сепараторы применены по типу ГП 1467.02.00.000 с промывочной секцией для снижения засоления ТЭГа.

Равномерная загрузка сепараторов по сырому газу производится с помощью электроприводных кранов-регуляторов КлР 2.8–КлР 2.14, установленных на трубопроводах выхода газа из сепараторов, по расходу газа, за счёт отбора газа из общего сборного коллектора.

На входе и выходе газа из каждого сепаратора установлены пневмогидрокраны с дистанционным управлением для аварийной остановки сепаратора.

Газ после сепарации поступает на установку осушки газа или на ДКС.

Уловленная в сепараторах жидкость поступает в дегазатор Д1 и после разгазирования – на очистные сооружения.

Газ из дегазаторов используется на собственные нужды.

Предусмотрена подача метанола для предотвращения гидратообразования в общем сборном коллекторе и сепараторах.

Распределение подачи метанола осуществляется по системе трубопроводов с помощью электрозадвижек, регулирование – насосов с регулируемой подачей.

При ремонтах освобождение технологического оборудования и трубопроводов от газа осуществляется на свечу рассеивания, жидкость сливается в дренажную ёмкость. Предусмотрены узлы учёта всех сбрасываемых продуктов.

В качестве регулирующей арматуры применены: краны-регуляторы расхода газа – шаровые краны с электроприводом и краны-регуляторы давления Вынгаяхинского газа – ручные шаровые краны наземной установки производства ООО «Самараволго-маш» класса давления 600; регуляторы уровня жидкости в сепараторах и дегазаторах и давления газа в дегазаторах – арматура с электроприводом, входящая в состав блоков оборудования разработки ЦКБН.

Компоновка оборудования в помещении одноярусная. Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлен ручной подвесной кран.

Цех осушки газа и регенерации ТЭГа

В цехе выделены:

- помещение осушки газа;
- помещение огневых регенераторов;
- помещение насосно-ёмкостного оборудования.

Газ после сепарации или от ДКС поступает на общую установку осушки газа, состоящую из семи абсорберов (один резервный) с арматурными блоками.

Равномерная загрузка абсорберов производится с помощью электроприводных кранов-регуляторов КлР 3.15–КлР 3.21, установленных на трубопроводах выхода газа из абсорберов, по расходу газа; производится регулирование уровня насыщенного ТЭГа, замер и регулирование подачи регенерированного ТЭГа.

В абсорберах газ осушается РТЭГом концентрацией 98,5 %.

РТЭГ подаётся в абсорберы насосами, установленными для удобства обслуживания в помещении осушки газа. Регулирование подачи РТЭГа осуществляется с помощью замерных устройств и регулирующих клапанов, входящих в состав арматурных блоков.

НТЭГ из помещения осушки газа по коллектору подаётся на регенерацию.

Осушенный газ после абсорберов поступает на пункт измерения расхода газа.

На входе и выходе газа из каждого абсорбера установлены пневмогидрокраны с дистанционным управлением, позволяющие осуществить аварийную остановку абсорбера и цеха. Предусмотрено освобождение каждого абсорбера на свечу рассеивания, жидкость сливается в дренажную ёмкость.

В помещении осушки газа размещён узел подготовки газа на собственные нужды, включающий теплообменник, узлы редуцирования и замера количества газа.

В качестве дистанционной регулирующей арматуры применены: краны-регуляторы расхода газа – шаровые краны с электроприводом наземной установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600; регуляторы подачи РТЭГа и уровня НТЭГа в абсорберах – арматура с электроприводом, входящая в состав блоков оборудования разработки ЦКБН.

Компоновка оборудования в помещении осушки газа одноярусная. Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлен ручной подвесной кран.

Для слива ТЭГа при аварии и перед ремонтом оборудования рядом с помещением осушки газа размещается дренажная ёмкость.

В помещениях насосно-емкостного оборудования и огневых регенераторов размещены: дегазаторы, блоки фильтров и аппарата магнитной обработки, теплообменники, блоки регенерации, арматурные блоки, сборник солей, конденсаторы воздушные, ёмкость разделителя рефлюкса, насосы орошения, горячие насосы.

Для регенерации ТЭГа используются блоки с огневыми испарителями БОР 1 по типу ГП 1467.08.00.000-01 производительностью 20 м³/час каждый.

Предусматривается коллекторное подключение оборудования.

Компоновка оборудования в помещении насосно-емкостного оборудования одноярусная, в помещении огневых регенераторов – двухъярусная. На первом ярусе размещены блоки регенерации ТЭГа и блоки горячих насосов, на втором – установлены арматурные блоки и сборник солей.

Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлены ручные подвесные краны.

Оборудование, трубопроводы и арматура с температурой более 45 °С теплоизолируются.

Для слива ТЭГа при аварии и перед ремонтами оборудования рядом с помещением огневых регенераторов размещается дренажная ёмкость.

Пункт измерения расхода газа

После осушки газ поступает на пункт измерения расхода газа, предназначенный для коммерческого замера расхода.

Пункт измерения расхода газа выполнен в соответствии с нормами для коммерческого замера расхода – РД 50-213-80, ГОСТ 8.563.1-97–ГОСТ 8.563.3-97 и состоит из четырёх рабочих замерных линий (одна резервная), оборудованных устройствами быстросменными сужающими типа УСБ Ду 700 мм; Ру 8 МПа, предназначенными для измерения перепада давления на диафрагме, а в комплекте с дифманометром – для измерения расхода газа.

Замерные устройства расположены в отапливаемом здании, отключающая арматура – на открытой площадке.

Для проведения ремонтных работ предусматривается сброс давления с каждой линии на свечу.

Дренажные ёмкости

Для слива жидких продуктов (пластовой воды, ТЭГа) из оборудования и трубопроводов при аварии и перед ремонтом рядом с цехами предусмотрены подземные дренажные ёмкости объёмом 12,5 и 40 м³ с электронасосными агрегатами во взрывозащищённом исполнении и свечами рассеивания с огнепреградителем. По мере накопления продукт из емкостей откачивается: пластовая вода – на утилизацию через узел учёта, расположенный в цехе входа и сепарации газа, ТЭГ возвращается в технологический процесс.

Свеча рассеивания

Для освобождения от газа технологического оборудования при подготовке к ремонту, для продувки коллекторов и сброса газа в аварийных ситуациях предусматривается свеча рассеивания Ду 500 мм.

Диаметр свечи рассеивания определён по максимально допустимой скорости истечения газа в атмосферу в соответствии с требованиями ВНТП 01-81. Высота свечи, равная 40 м, обеспечивает эффективное рассеивание сбрасываемого газа, исключает образование взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического

оборудования, зданий и сооружений. Максимальная приземная концентрация метана (равная 0,98 ПДК) достигается на расстоянии 1700 м от свечи рассеивания.

Внутриплощадочные трубопроводы

На площадке УКПГ основные газовые коллекторы прокладываются подземно, трубопроводы замерных линий на пункте измерения расхода газа – надземно, технологические трубопроводы – надземно на отметке не менее 2,2 м от уровня земли и 5 м над дорогами.

Предусмотрена возможность временной подачи газа в газопровод, минуя цех осушки газа.

На газовом коллекторе предусмотрена установка крановых узлов в укрытии для подключения ДКС.

Все трубопроводы прокладываются с учётом их тепловых удлинений, которые компенсируются принятой конфигурацией или П-образными компенсаторами.

На трубопроводах входа метанола и ТЭГа в цеха устанавливаются электроприводные задвижки, автоматически закрывающиеся при пожаре.

Трубопроводы и арматура с температурой более 45 °С теплоизолируются.

Подземные трубопроводы покрываются антикоррозионной изоляцией усиленного типа согласно СНиП 2.05-06-85* и ГОСТ Р 51164-98, надземные трубопроводы – лакокрасочными покрытиями, теплоизоляция трубопроводов предусмотрена плитами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем.

Выбор труб выполняется в соответствии с требованиями «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», трубопроводы запроектированы из труб группы В сталь 09Г2С, сортамент по ГОСТ 8732-78, технические условия на изготовление по ГОСТ 8731-74.

Дожимная компрессорная станция

Дожимная компрессорная станция (ДКС) предназначена:

- для обеспечения необходимого давления газа в точке подключения к магистральному газопроводу;
- для поддержания давления газа и расчётной производительности абсорберов установки осушки газа.

Подключение ДКС выполнено до УКПГ. ДКС размещается на площадке, смежной с УКПГ.

Преимущества использования газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-16С следующие:

- агрегаты позволяют в одном и том же корпусе компрессора устанавливать сменные проточные части, что требуется для изменения степеней сжатия ДКС и полной загрузки рабочих ГПА на весь период эксплуатации месторождения;
- ГПА-Ц-16С является одним из наиболее экономичных агрегатов, выпускаемых в России. В «Концепции энергосбережения в ПАО «Газпром» представлены технические показатели ГПА нового поколения производства российских фирм. КПД ГПА-Ц-16С с двигателем ДГ-90 составляет 34 %.

Газодобывающие объекты Вынгайхинского и Етыпуровского месторождения входят в состав ООО «Ноябрьскгаздобыча», где имеются аналогичные газоперекачивающие агрегаты на ДКС Комсомольского и Губкинского газовых месторождений. Унификация типов ГПА облегчает и делает более экономичным обслуживание и ремонт агрегатов.

В составе ДКС предусматриваются следующие здания и сооружения:

- установка очистки газа;
- установка компримирования газа;
- установка охлаждения газа;
- установка подготовки топливного и импульсного газа;
- ёмкость дренажная $V = 8 \text{ м}^3$;
- площадка свечей;
- маслохозяство;
- вспомогательные объекты.

По предлагаемому варианту строительство ДКС осуществляется в три очереди. Первая очередь строительства предусматривает ввод:

- семи ГПА на конечное давление 7,45 МПа;
- установки очистки газа;
- установки охлаждения газа из тридцати семи АВО;
- установки подготовки топливного и импульсного газа на полное развитие ДКС;
- вспомогательных объектов, рассчитанных на полное развитие ДКС.

Вторая очередь строительства предусматривает ввод четырёх ГПА на конечное давление 5,49 МПа.

Прокладка основных технологических газопроводов по площадке ДКС предусматривается подземная, трубопроводы топливного и импульсного газа прокладываются надземно.

Узел подключения ДКС предусмотрен в составе УКПГ и состоит из входного крана № 7, выходного крана № 8, крана № 38 на байпасной линии и обводных кранов № 7' , № 8' и № 38' , предназначенных для заполнения контура ДКС и выравнивания давления перед открытием основных кранов.

Газ по газопроводу диаметром 1220 мм после первой ступени очистки на УКПГ поступает на установку второй ступени очистки (УОГ), затем по трубам диаметром 1020 мм поступает к ГПА.

Схема подключения ГПА – параллельная, коллекторная, с секционированием по ступеням сжатия, каждый агрегат имеет отключающую арматуру.

Для нормальной работы ГПА к ним подводятся:

- топливный и импульсный газ от установки подготовки топливного и импульсного газа;
- масла чистые со склада ГСМ.

Схемой предусматривается работа ГПА в режиме «кольцо» (краны № 6р, № 6'р и № 6''р) и защита от превышения давления газа на выходе.

Запуск ГПА производится через пусковой контур и систему противопомпажной защиты.

Для продувки технологических газопроводов на общую свечу при остановке ДКС предусматриваются краны № 17, № 18, для продувки ГПА на индивидуальные свечи – краны № 5, для продувки контуров ГПА на индивидуальные свечи – краны № 9.

После сжатия до расчётного давления газ по трубопроводам диаметром 1020 мм подаётся на установку охлаждения газа.

Обвязка аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) предусмотрена коллекторной, с секционированием по ступеням сжатия, каждый аппарат имеет ручную отключающую арматуру. К установке охлаждения газа подводится импульсный газ для управления кранами.

Установка очистки газа

В состав установки очистки газа входят блоки фильтров-сепараторов по типу ГП 835.00.00.000-07 разработки ЦКБН. Основные технические характеристики указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики фильтра-сепаратора

Наименование	Величина
Производительность по газу, млн. м ³ /сут.	25,0
Давление, МПа	
рабочее	7,5
расчётное	7,5
Расчётная температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	80
Минимальная допустимая температура стенки элементов блока, находящегося под давлением, °С	-55
Масса, тонн	36,5

Фильтры-сепараторы предназначены для очистки природного газа от жидкости и механических примесей с целью защиты нагнетателей ГПА.

Фильтры-сепараторы устанавливаются в здании. Размеры здания 54,4 × 18,0 м. Для производства ремонтных работ в здании предусмотрена таль грузоподъёмностью 1 т.

Согласно графика зависимости производительности фильтра-сепаратора от рабочего давления на полное развитие ДКС (с 2014 года) требуется пять фильтров-сепараторов (4 рабочих, 1 резервный), на первую очередь строительства – 4 шт. (3 рабочих, 1 резервный).

Установка компримирования газа

В состав установки компримирования газа входит газоперекачивающий агрегат ГПА-16, который представляет собой блочно-контейнерный автоматизированный агрегат с газотурбинным приводом мощностью 16 МВт.

Агрегаты ГПА-16 позволяют в одном и том же корпусе компрессора устанавливать сменные проточные части (СПЧ) с отношением давлений входа и выхода газа 1,25; 1,44; 1,7 и 2,2.

Изменение степеней сжатия ДКС достигается своевременной заменой СПЧ нагнетателей.

В расчётах количества ГПА и подбора СПЧ учитывалось приращение температуры газа на выходе из нагнетателя.

В то же время при использовании ГПА со степенью сжатия 2,2 значительно увеличивается температура газа на выходе из нагнетателя. Если приращение температуры газа для ГПА со степенью сжатия 1,7 составляет 50 °С, то для ГПА со степенью сжатия 2,2 – 80 °С. При работе ДКС в две и более ступеней со степенью сжатия 2,2 и использованием АВО газа в жаркие дни летнего периода температура газа на входе второй и последующих ступеней может подняться до 40 °С, а на выходе 120 °С.

Выпускаемая предприятиями России трубопроводная арматура рассчитана на температуру газа не более 80 °С, монтаж трубопроводов необходимо будет заканчивать при положительных температурах воздуха, увеличатся размеры звеньев обвязки ГПА, компенсирующих температурные деформации.

Снизить температуру газа на входе второй и последующих ступеней ДКС до 0 °С, возможно используя в летний период станцию охлаждения газа, что значительно упростит ДКС и увеличит капитальные затраты.

Для упрощения обвязки ДКС и сокращения количества ступеней сжатия до трёх на первой ступени можно использовать агрегаты ГПА со степенью сжатия 2,08, на второй и третьей со степенью сжатия 1,7. При этом температура газа на выходе ГПА всех ступеней не превысит 80 °С. Запуск первого агрегата будет производиться по «большому» кольцу через установку охлаждения во избежание перегрева центробежного нагнетателя.

Исходя из вышеуказанного применение СПЧ со степенью сжатия 2,2 возможно только на первой ступени сжатия, в связи с тем, что температура газа на входе УКПГ не превышает 11 °С и имеется тенденция к понижению температуры входного газа по годам.

Установка охлаждения газа

После компримирования охлаждение газа производится для обеспечения теплового режима работы оборудования цеха осушки газа и газопровода внешнего транспорта газа.

Температура газа на входе цеха осушки газа допускается в пределах от 15 до 25 °С.

Максимальная температура газа, допустимая для нормальной работы газопровода внешнего транспорта, не должна превышать 40 °С.

Температура газа на входе в ГПА, согласно данным предприятия-изготовителя, допускается от минус 30 °С до плюс 45 °С, а при кратковременной работе на «кольцо» – до +60 °С.

Расчётная температура газа на входе в ДКС в летний период +11 °С.

Охлаждение газа предусматривается аппаратами воздушного охлаждения (АВО) сырого газа с рециркуляцией нагретого воздуха. Аппараты с рециркуляцией нагретого воздуха предназначены для предотвращения переохлаждения газа в нижних рядах труб секций при помощи системы автоматического управления положением створок входных, выходных и переточных жалюзи.

В проекте рассмотрены варианты применения двух типов АВО:

- 1) АВГБС-83Р разработки и поставки АО «Кедр»;
- 2) ГП 1911 разработки ЦКБН.

Основные технические характеристики указанных АВО представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование	Величина	
	АВГБС-83Р	ГП 1911
Расчётная поверхность охлаждения, м ²	10500	9548
Коэффициент оребрения труб	20	4-х верхних рядов – 20 2-х нижних рядов – 14,6
Количество вентиляторов, шт.	6	
Мощность одного вентилятора, кВт	13	
Расчётное давление, МПа	8,30	7,7
Масса, тонн	41,00	76,24
Размеры в плане, м	12,15 × 9,35	11,61 × 10,40

При анализе технических характеристик указанных АВО выявлены преимущества аппарата АВГБС-83Р как по техническим показателям, так и по компактности размещения аппаратов на площадке ДКС.

Расчёт количества АВО выполнен при расчётной средней температуре воздуха тёплого периода года обеспеченностью 0,95 – 18,8 °С. Согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы» поправка на изменчивость климатических условий принята равной +2 °С. Расчётная температура газа после АВО принята равной +25 °С.

Повышение температуры газа после компримирования принималось в зависимости от степени повышения давления.

Установка подготовки топливного и импульсного газа

Основные технические характеристики технологического оборудования установки подготовки топливного и импульсного газа приведены в таблице 8.

Количество оборудования рассчитано на восемь рабочих ГПА.

Таблица 8 – Основные технические характеристики технологического оборудования УПТИГ

Обозначение	Наименование	Количество	Характеристика оборудования	Обозначение чертежа
БОГ	блок очистки газа	1	$Q = 48930 \text{ н. м}^3/\text{час}$ $P_{\text{расч}} = 7,8 \text{ МПа}$	по типу ГПР1225.01 ЦКБН
БЗГ	блок замера газа	1	$Q = 48930 \text{ н. м}^3/\text{час}$ $P_{\text{расч}} = 7,8 \text{ МПа}$	по типу ГПР1225.03-05 ЦКБН
БОИХГ	блок осушки и хранения импульсного газа	1	$Q = 5000 \text{ н. м}^3/\text{час}$ $P_{\text{расч}} = 7,8 \text{ МПа}$	по типу ГПР1225.07 ЦКБН
БРТГ	блок редуцирования топливного газа	1	$Q = 48930 \text{ н. м}^3/\text{час}$ $P_{\text{расч}} = 10,0 \text{ МПа}$	по типу ГПР1225.03-04 ЦКБН
БПТГ1, БПТГ3	блок подогревателя газа	3	$Q = 22834 \text{ н. м}^3/\text{час}$ $P_{\text{расч}} = 7,8 \text{ МПа}$	по типу ГПР1225.06 ЦКБН
Е1	ёмкость дренажная	1	$V = 3 \text{ м}^3$ $P_{\text{расч}} = 0,07 \text{ МПа}$	АО «Курган-химмаш»
Е2	ёмкость	1	$V = 8 \text{ м}^3$ $P_{\text{расч}} = 0,07 \text{ МПа}$	

Маслохозяйство

Масляное хозяйство предназначено для приема, хранения и подачи масла к газоперекачивающим агрегатам ГПА-Ц-16С с масляными уплотнениями. Проектом предусматривается использование двух сортов масла: Мс-8П для смазки узлов двигателя

и Тп-22с для смазки узлов компрессора. Потребность в смазочных материалах на эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов определена по паспортным данным и приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Годовой расход масла

Сорт масла	Количество рабочих агрегатов, шт.	Годовой расход масла на замену, м ³ (тонн)	Годовой расход масла на безвозвратные потери, м ³ (тонн)	Годовой расход масла, м ³ (тонн)
Мс-8П	8	70,722 (61,952)	42,00(36,792)	112,722 (98,744)
Тп-22с	8	161,067(141,095)	21,00 (18,396)	182,067(159,491)

В состав масляного хозяйства входят следующие сооружения:

- насосная масел со складом масел в таре;
- склад масел;
- дренажная ёмкость.

Для каждого сорта масла проектом предусмотрено по 3 резервуара объёмом 25 м³ каждый предназначенные для хранения резервного запаса. Для слива отработанного каждого сорта масла для последующей очистки и хранения чистого предусмотрено по две ёмкости по 25 м³. Общее количество резервуаров на складе масла – 10 единиц. Все резервуары надземного расположения обогреваются и теплоизолированы.

Литература:

1. Техничко-экономические предложения по разработке сеноманской залежи газа Вынгайхинского месторождения. – Тюмень : ТюменНИИГипрогаз, 1998.
2. Гришин Ф.А. Оценка разведанных запасов нефти и газа. – М. : Недра, 1969. – 246 с.
3. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М. : Недра, 1974. – 376 с.
4. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1989. – 337 с.
5. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М. : Недра, 1986. – 281 с.
6. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М. : Недра, 1984. – 487 с.
7. Гацолаев А.С., Тышляр И.С. Оптимизация темпов разработки газовых месторождений. – М. : Недра, 1994. – 271 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Зайцев Ю.В., Кучин Б.Л., Седых А.Д. Методы повышения эффективности процессов добычи и транспорта газа. – М. : Недра, 1979. – 238 с.
9. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. и др. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. – М. : Недра, 1979. – 272 с.
10. Анализ обустройства газового месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b3bd79b4c43b89421206d37_0.html
11. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2016. – 135 с.
12. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособ. для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
13. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа / Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29. – URL : http://media.wix.com/ugd/cb673c_48d4c9a1e4dd497b894f3aad0af348dc.pdf
14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа / Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48. – URL : http://www.mio-cognitio.com/archives/pdf/Mio-cognitio_july.pdf

15. 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.

16. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., 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. – С. 64–68.

17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.

18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.

References:

1. Technical and economic offers on development of a Cenomanian deposit of gas of the Vyn-gayakhinsky field. – Tyumen : TyumenNIIgiprogaz, 1998.

2. Grishin F.A. Assessment of explored reserves of oil and gas. – М. : Nedra, 1969. – 246 p.

3. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields. – М. : Nedra, 1974. – 376 p.

4. Zakirov S.N. Theory and design of development of gas and gas-condensate fields. – М. : Nedra, 1989. – 337 p.

5. Bekirov T.M., Shatalov A.T. Collecting and preparation for transport of natural gases. – М. : Nedra, 1986. – 281 p.

6. Korotayev Yu.P., Shirkovsky A.I. Production, transport and underground storage of gas. – М.: Nedra, 1984. – 487 p.

7. Gatsolayev A.S., Tyshlyar I.S. Optimization of rates of development of gas fields. – М. : Nedra, 1994. – 271 p.

8. Mirzadzhanzade A.H., Zaytsev Yu.V., Kuchin B.L., Sedykh A.D. Methods of increase in efficiency of processes of production and transport of gas. – М. : Nedra, 1979. – 238 p.

9. Rassokhin G.V., Leontyev I.A., etc. Influence of flood of multisheeted gas and gas-condensate fields on their development. – М. : Nedra, 1979. – 272 p.

10. Analysis of arrangement of the gas field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b3bd79b4c43b89421206d37_0.html

11. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of the oil-field equipment on ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : KubGTU, 2016. – 135 p.

12. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: studies manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : education the South, 2011. – 603 p.

13. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for installation of preparation of associated petroleum gas / Current trends of development of oil and gas and machine-building branches : the collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm) / under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29. – URL : http://media.wix.com/ugd/cb673c_48d4c9a1e4dd497b894f3aad0af348dc.pdf

14. Kusov G.V., Savenok O.V. Influence of systems of automation and control on reliability of functioning of systems of collecting, preparation and transport gas / Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for materials X II International scientific and practical conference «Urgent Problems of Science of HH_ of a Century» (on July 31, 2016, Moscow). – М. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48. – URL : http://www.mio-cognitio.com/archives/pdf/Mio-cognitio_july.pdf

15. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. The choice and justification of indicators of reliability of the packaged automated oil-field equipment // the Scientific and technical magazine «Equipment and Technologies for an Oil and Gas Complex». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 8–12.

16. Kusov G.V., Bogatyryov V.S., Savenok O.V. Classification of refusals and the analysis of operation 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. – P. 64–68.

17. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of efficiency of preparation of gas on UKPG-9 of Yamburg gas field. Technological part // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 40–51.

18. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of efficiency of preparation of gas on UKPG-9 of Yamburg gas field. Modernization of devices of an osushka of gas // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 52–72.