

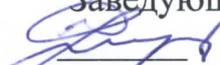
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

«17» 06 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 – Нефтегазовое дело

Особенности утилизации газа на Ванкорском нефтегазовом  
месторождении (Красноярский край)

Руководитель

  
17.06.16

подпись, дата

кандидат технических наук, доцент

Н.Д. Булчаев

инициалы, фамилия

Выпускник

  
17.06.2016

подпись, дата

С.А. Никитина

инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме дипломной работы**

Студенту Никитиной Софье Анатольевне

Группа ЗНБ 13-04В2 Направление (специальность) 21.03.01.02

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Особенности утилизации газа на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР: Н.Д. Булчаев, кандидат технических наук, доцент, кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю

Перечень разделов ВКР: 1. Общие сведения о районе работ, 2. Геологическое строение месторождения и залежей, 3. Комплекс сбора, подготовки и утилизации газа Ванкорского нефтегазового месторождения, 4. Описание технологических процессов подготовки газа к использованию, 5. Анализ проблематики увеличения уровня использования ПНГ, 6. Варианты решения существующей проблемы, 7. Безопасность и экологичность проекта.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись  
фамилия

Н.Д. Булчаев  
инициалы,

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

подпись  
фамилия

С.А. Никитина  
инициалы,

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 109 страниц, 14 рисунков и 24 таблиц, 15 слайдов, 14 источников.

Объектом исследования является система утилизации газа Ванкорского нефтегазового месторождения.

Цель работы: рассмотреть проблематику увеличения уровня использования попутного нефтяного газа, провести обзор технологического процесса использования ПНГ и ПГ на месторождении «Ванкорское» (Красноярский край), оценив его эффективность, предложить варианты решения существующей проблемы.

В работе приведены: сведения о геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения, сведения о запасах, сведения о комплексе сбора, подготовки и утилизации газа. Рассмотрены технологические процессы подготовки газа к использованию.

Сделано предложение по способу увеличения процента утилизации нефтяного газа.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, таблицы и графики выполнялись в MicrosoftExcel. Презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint.

## Содержание

Введение.....	6
1. Общие сведения о районе работ.....	10
1.1. Географо-экономические сведения района.....	10
2. Характеристика Ванкорского месторождения.....	11
2.1 Геологическое строение месторождения и залежей.....	11
2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек.....	22
2.3 Свойства и состав нефти, газа и пластовых вод.....	23
2.4 Свойства и состав и пластовых вод.....	24
2.5 Запасы нефти и газа .....	27
3. Комплекс сбора, подготовки и утилизации газа Ванкорского нефтегазового месторождения .....	32
3.1. Анализ сырьевой базы .....	32
3.2. Закачка газа в пласт .....	36
3.3. Потребление на собственные нужды.....	37
3.4. Реализация сторонним потребителям.....	39
3.5. Анализ газовой инфраструктуры Ванкорского месторождения.....	41
3.6. Анализ правильности стыковочных решений.....	46
4. Описание технологических процессов подготовки газа к использованию ...	56
4.1 Компрессорная станция низкого давления .....	56
4.2 Компрессорная станция высокого давления.....	59
4.3 Установка осушки попутного нефтяного газа .....	61
4.4 Установка выделения природного газоконденсата .....	65
4.5 Установка переработки природного газоконденсата.....	68
4.6 Установка осушки подпиточного газа.....	71
4.7 Установка подготовки топливного газа высокого давления.....	75
4.8 Установка подготовки газа с блоками редуцирования газа (БРГ-1, БРГ-2)..	77
<b>4.9 Система улавливания паров.....</b>	<b>79</b>
4.10 Система заправки СУГ .....	79
4.11 Узел редуцирования газа.....	82
5. Анализ проблематики увеличения уровня использования ПНГ .....	85
6. Варианты решения существующей проблемы .....	87
7. Безопасность и экологичность проекта .....	93
7.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	93
7.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	94
7.3 Электробезопасность.....	98
7.4 Экологическая безопасность.....	99
7.5 Безопасность в чрезвычайные ситуации.....	103
Заключение.....	106

Список использованных источников.....109

Современный мир не может представить свое существование без самых главных энергоносителей – нефти и газа. Именно поэтому нефтегазовая промышленность является одной из наиболее значимых отраслей российской экономики и представлена такими направлениями, как разведка месторождений, добыча ископаемых и их последующая переработка на специализированных предприятиях.

Поиски, разведка и добыча полезных ископаемых оказывают многократное техногенное воздействие на геологическую среду. Одной из самых серьезных экологических проблем, стоящих сегодня перед российским государством и недропользователями, является проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Согласно сведениям Минприроды РФ, в 2016 г. среднегодовой уровень утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в России может достигнуть 97% при общем росте добычи ПНГ.

С. Донской (глава Минприроды РФ) отметил, что культура использования ПНГ характеризует уровень качества государственного регулирования нефтяной отрасли. Пока рано говорить о значительном прогрессе в развитии системы переработки ПНГ, но, очевидно, что медленно, но верно Россия выходит из мировых антирейтингов по объему его сжигания.[2].

Актуальность данной выпускной квалификационной работы связана с постановлениями Правительства Российской Федерации от 08.01.2012 по принятию мер для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами вредных (загрязняющих) веществ и сокращению эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа. (Установлен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках в размере не более 5 процентов от объема добытого ПНГ). и Постановления Правительства № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы

загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

Постановлением предусмотрено двухэтапное повышение размера платы за выбросы вредных веществ путем применения повышающих коэффициентов – в 12-кратном размере на 2013 г. и 25-кратном – с 2014 г.

Данные принятые документы подтолкнули нефтяные компании к разработке проектов по эффективному использованию газа и поиску возможности для их реализации.

Стоит отметить, что утилизация нефтяного газа для России является давней проблемой. Еще с советских времен государство занималось этими вопросами. Была создана сеть трубопроводного транспорта по сбору ПНГ и транспортировке на газоперерабатывающие заводы. Однако эта мера эффективна лишь при большом уровне добычи ПНГ. А для маленьких месторождений строительство и поддержка дорогостоящей трубопроводной системы не рентабельна. При планово-хозяйственной системе, существовавшей в СССР, ПНГ транспортировался на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) и перерабатывался. Сегодня НХК в среднем по России загружены не более 60 % при том, что сырье для переработки сжигается на факелах.[6]

Цель работы: рассмотреть проблематику увеличения уровня использования попутного нефтяного газа, провести обзор технологического процесса использования ПНГ и ПГ на месторождении «Ванкорское» (Красноярский край), оценив его эффективность, предложить варианты решения существующей проблемы.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

### 1.1 Географо-экономические сведения о районе

Ванкорское газонефтяное месторождение находится на территории Туруханского административного района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка удален на 140км, а районный центр п. Туруханск на 300км к юго-западу от месторождения (рис.1.1.)

В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности, рельеф которой представляет собой пологохолмистую заболоченную поверхность тундры и лесотундры, изрезанную многочисленными реками и множеством озер. Территория района покрыта мхами и лишайниками, мелкими кустарниками, а по берегам рек и озер растут лиственницы и карликовые березы. Деловой древесины в районе нет.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р.Лодочная и др). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных судов в весенний период в течение месяца от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющуюся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100км восточнее месторождения.

Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня, в это же время заканчивается ледоход и на Енисее (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0м. Основными мерзлотно-геологическими процессами и явлениями на территории являются: морозобойное растрескивание, термоэрозия, термокарст, пучение. По долинам рек развиты солифлюкция, нивация, оползни и оплывины. По берегам озер происходит термоабразия.

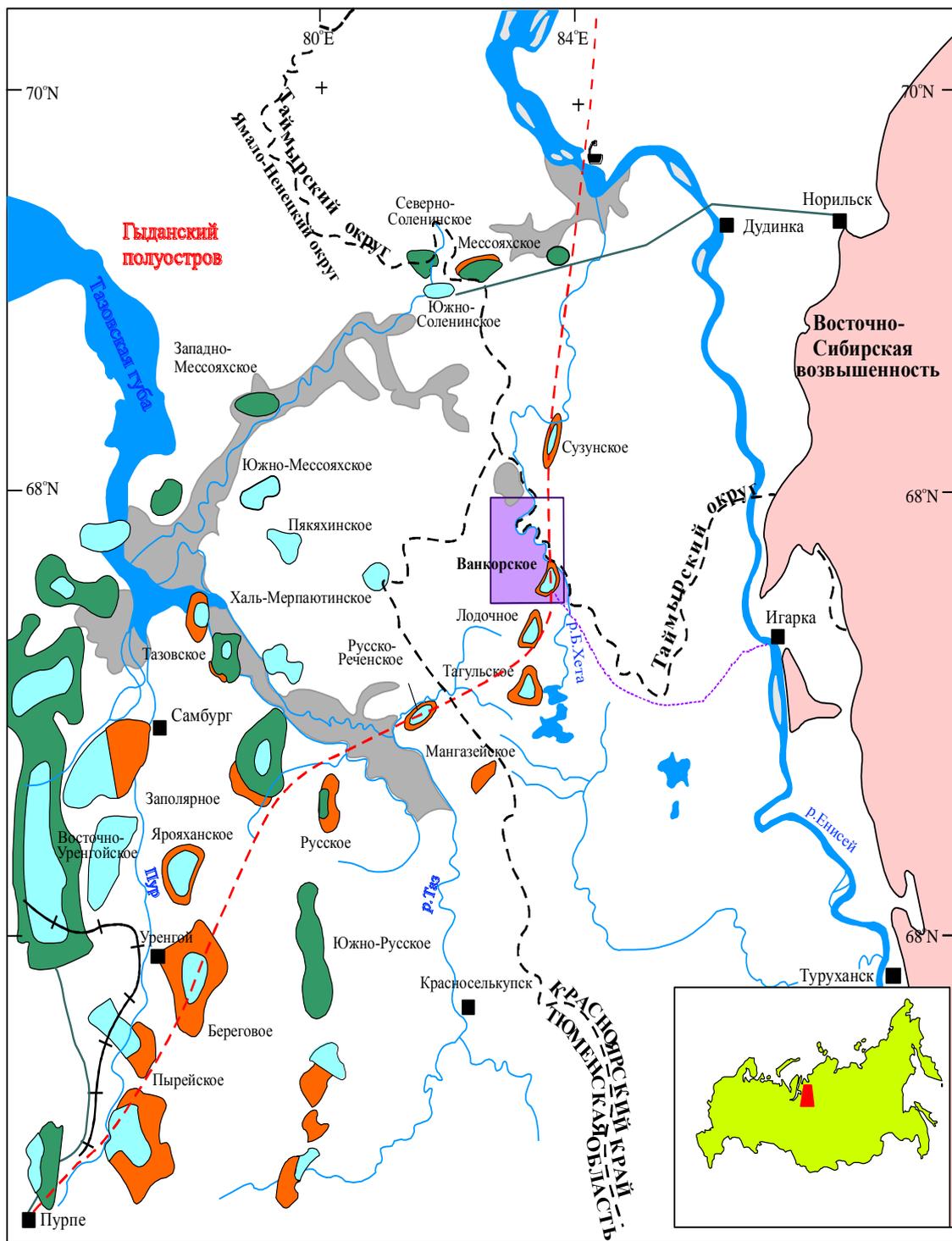
Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой, и коротким прохладным летом. Наиболее теплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле  $+16^{\circ}\text{C}$ , при максимальных значениях до  $+30^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха около  $-26^{\circ}\text{C}$ , и максимальной –  $57^{\circ}\text{C}$ .

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450-470мм в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь. Толщина снегового покрова неравномерна: до одного метра на равнинных участка и до 3м и более в оврагах и распадках.

На протяжении всего года на рассматриваемой территории дуют сильные ветра, преимущественно северных и северо-западных румбов зимой и южных (юго-западных) летом, со средней скоростью до 5-7м/с, при максимальных – 25м/с.

Крупных населенных пунктов на данной территории нет, отсутствуют также автомобильные и железные дороги. Близлежащие населенные пункты гг. Игарка, Дудинка и п. Туруханск имеют аэропорты круглогодичного действия. Время полета на вертолете от аэропорта Игарка до участка работ около 1 часа, от Туруханска – 1 час 40мин.

Транспортировка грузов может осуществляться водным путем непосредственно до месторождения в течение весеннего периода, или водным путем до г. Игарка с последующем вывозом на площадь по зимникам или воздушным транспортом. [3]/



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |   |  |
|---|--|
|  Болота                    |  Лицензионная территория СП "Енисейнефть" |
|  Действующий газопровод    |  Сухой газ                                |
|  Проектируемый нефтепровод |  Газовый конденсат                        |
|  Железная дорога           |  Нефть                                    |
|  Зимняя дорога             |  |

0 100 км

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района месторождения

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Геологическое строение месторождения и залежей

На Ванкорском месторождении выделяют три основных нефтяных и один газовый продуктивный пласт. Нефтяные пласты имеют газовую шапку и подстилаются водой. Ванкорское месторождение расположено в южной части Большехетской структурной террасы, которая в свою очередь является восточной частью Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты. В тектоническом плане Ванкорское поднятие представляет собой изометрическую структуру, простирающуюся с севера на юг, имеет двухкупольное строение (северный и южный купола). В геологическом строении месторождения принимают участие метаморфические породы архейско-среднепротерозойского возраста и осадочные образования палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубокими скважинами вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. [8]

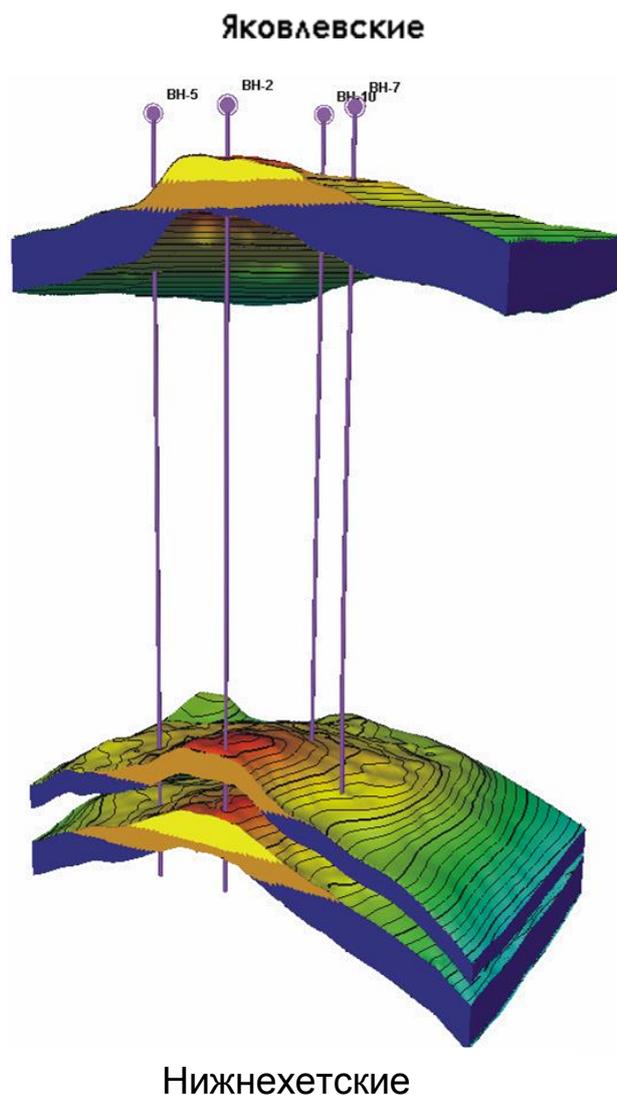


Рисунок 2.1 – Части долганской свиты, выявленные на Ванкорском нефтегазовом месторождении

На месторождении пробурено 6 поисковых, 6 разведочных и одна поисково-оценочная скважины, вскрывшие отложения нижнего мела.

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты (рис.2.1).

Нижнехетская свита (K1br-v1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными

остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх-III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K1v1-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицепод, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K1br-a1), так же как и суходудинская, литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней части глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K1a1-a13) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей.

Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт ИБ. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K1a13-K2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сотен метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт IA. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K2t2-st) литологически сложена песчаниками и алевролитами. Основной состав свиты – алевролиты, в кровельной и подошвенной

частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела и представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение расположено в пределах южного окончания Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

Большехетская терраса осложнена небольшими структурами II порядка: Долганским структурным заливом, Сузунским и Лодочным валами. Ванкорская складка осложняет северное окончание Лодочного вала. Лодочный вал имеет субмеридиональное простирание, размеры его составляют 70x25 км и помимо Ванкорского он осложнен Лодочным и Тагульским поднятиями.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа – доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол. Доюрское основание слагают глубоко метаморфизированные и интенсивно дислоцированные магматические и осадочные породы архейско-нижне-среднепротерозойского возраста (кристаллический фундамент), преимущественно осадочные, метаморфизированные отложения верхнего протерозоя – нижне-среднепротерозойского возраста (так называемый параплатформенный структурный ярус) и вулканогенно-терригенные угленосные образования карбона.

В платформенном чехле можно выделить два структурно-тектонических комплекса: юрско-меловой и четвертичный. Структурные планы по юрским и меловым отложениям, в основном, совпадают, что свидетельствует об унаследовательном характере развития региона в этот период.

В настоящее время разведочным бурением на месторождении вскрыты нижнемеловые (берриас) отложения, к верхам которых приурочен ИД отражающий горизонт. По кровле отражающего горизонта ИД Ванкорская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания, разделяющуюся на два купола - Северный и Южный. Скважины ВН-2 и ВН-4 пробурены в сводовой части Южного купола, где кровля нижнехетского яруса вскрыта на глубинах 2560-2580 м. На Северном куполе глубина залегания нижнехетских отложений выше и составляет 2590-2630 м.

На структурной карте по кровле коллектора пласта Нх III-IV размеры Южного купола по замкнутой изогипсе -2760 м составляют 18x14,5 км, при высоте до 100 м, Северного - 12x9 км при высоте 70 м. На юге и на западе складка осложнена небольшими структурными носами, наиболее четко фиксируемыми на материалах сейсмических исследований, выполненных в модификации 3Д. На востоке структурный план более спокойный и тем не менее, в целом, структура имеет тенденцию к расширению в южном направлении.

По структурным построениям по кровле продуктивных пластов яковлевской свиты (Як-I Як-II-VII) тип структуры сохраняется. Размеры Северного купола по замкнутой изогипсе -1640 м 12 x 9,5 км, амплитуда - 60 м, а Южного - 16 x 12 км, при высоте 80 м. Присводовая часть Северного купола смещена на 5 км в северном направлении и расположена в районе скважины СВ-1. На Южном куполе наиболее приподнятая часть остается в районе скважина ВН-2.

Сохраняется структурный план и по кровле продуктивных пластов Дл-I-III долганской свиты. По замкнутой изогипсе -990 м размеры Северного купола увеличиваются до 15 x 13 км, а амплитуда снижается до 40 м. Размеры Южного

купола остаются прежними 16,5 x 13 км, при высоте 60 м, однако здесь довольно уверенно выделяются две самостоятельные брахиантиклинальные складки, имеющие простирание с севера на юг.

В целом развитие Северного купола структуры шло в направлении воздымания его северной части, в результате чего купол поднятия сместился к северу на 4 – 5 км. На Южном куполе происходило воздымание его северо-западной части и купол поднятия так же смещался в северном направлении, а на западном крыле структуры формировалось небольшое поднятие параллельно основному простиранию структуры.

Согласно схеме нефтегеологического районирования Приенисейской части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Ванкорское месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Первые промышленные притоки углеводородного сырья в этой области на территории Красноярского края получены в 1972г на Сузунской площади. На Большехетской террасе промышленные притоки нефти и газа получены на структурах Лодочная и Тагульская. К настоящему времени промышленная нефтегазоносность Пур-Тазовской НГО доказана открытием залежей в отложениях нижнего и верхнего мела (валанжин, апт, альп-сеноман), которые здесь являются регионально нефтегазоносными.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорской площади связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II-IV) и нижнехетской (пласты Нх-I, Нх-III-IV).

Залежь пласта Дл-I-III. Газовая залежь пласта Дл-I-III вскрыта скважинами СВ-1 (Северный купол) и ВН-1/2, ВН-4/6, ВН-9, ВН-10 (Южный купол). Залежь является пластовой, сводовой, полностью контролируется структурой, размеры ее составляют 16 x 9 км, газовой контакт принят по подошве нижнего газонасыщенного интервала в скважине ВН-6 на абсолютной отметке –978,6 м. высота залежи – около 50 м.

Пласт довольно выдержанный представлен песчаниками и алевролитами, толщиной 40-45 м, при эффективных значениях – 8,3-16,6 м. Газонасыщенные толщины достигают 9,8-11 м, при средних значениях 5,1 м. Пласт характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, что связано с условиями осадконакопления в сеноманское время (русловые отложения). Так в скважине ВН-9 эффективная толщина 15,6 м обусловлена большим числом пропластков небольшой толщины, а в скважине СВ-1 - 11 м эффективной газонасыщенной толщины представлены одним песчаным пластом.

Промышленные притоки газа получены как на Северном, так и на Южном куполах. В скважине СВ-1 максимальный дебит газа составил 160 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, в скважине ВН-6 – 104,8 тыс.м<sup>3</sup>/сутки на шайбе 9,1 мм.

Залежь пласта Як-I. Промышленная газонасыщенность пласта Як-I установлена при опробовании скважины СВ1 на Северном куполе, в которой из интервалов 1603-1611, 1622-1625м получен приток газа дебитом 222,4 тыс.м<sup>3</sup>/сутки на шайбе 10мм. Промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что приток получен из обоих интервалов, в связи, с чем ГВК принят по подошве нижнего продуктивного пропластка на отметке – 1579,5 м. На Южном куполе, в пределах большей его части коллектор заглинизирован Залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. Линия замещения коллектора проходит между скважинами ВН-9 и ВН-6.

Газонасыщенный коллектор представлен прослоями песчаников и алевролитов эффективной толщиной от 0,2 до 5,1 м при суммарном значении до 7,0 м. Размеры залежи составляют 12,5 х 3 км, а высота около 15 м.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м<sup>3</sup>/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7тыс.м<sup>3</sup>/сутки на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10. В скважине ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640-1688 м, из которых получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м<sup>3</sup>/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м<sup>3</sup>/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м<sup>3</sup>/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5 м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7 м. По результатам опробования водонефтяной контакт был принят на отметке –1643+2,8 м, а ГНК - -1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 x 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах, в 3 из которых выполнено опробование. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 – 49,6 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 9 и 6 мм соответственно (скв. ВН-4 и ВН-9).

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 x 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине ВН-5 –2635 м, установленной по данным ГИС.[2]/

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках –2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях – -2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 – 3,8 м, при суммарных значениях – 1,0 – 11,0 м.

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой, и вскрыта в 6 скважинах. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках –2670-2729 м.

Литологический состав пластов-коллекторов довольно однообразен. Это песчаники и алевролиты с тонкими прослоями аргиллитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт на Северном и Южном куполах принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м (скв. СВ-1, ВН-10). Газовая шапка вскрыта на Южном куполе, где газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721- 2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м<sup>3</sup>/сут (скв.ВН-5), 182,5 м<sup>3</sup>/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4).

Размеры залежи 22 х 7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

Характеристика эксплуатационных объектов приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика толщин продуктивных пластов

Пласт	Толщина, м				
	Общая	Эффективная	Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	Водонасыщенная
Дл-I-III	<u>48.9</u>	<u>13.8</u>	<u>9.0</u>	--	<u>8.9</u>
	39-56	8.3-16.6	7-11		1.2-16.6
Як-I	<u>21.2</u>	<u>5</u>	<u>7.0</u>	--	<u>3.0</u>
	20.4-22	3-7	7-7		3-3
Як-II-VII	<u>86.9</u>	<u>60.4</u>	<u>7.4</u>	<u>23.9</u>	<u>36.8</u>
	81-95	51.1-71.5	0.8-18.5	12.1-35.7	13.3-51.7
Нх-I	<u>29.4</u>	<u>8.2</u>	--	<u>8.2</u>	--
	27-31	1-11		1-11	
Нх-III+IV	<u>73</u>	<u>40</u>	<u>15.4</u>	<u>15.3</u>	<u>9.8</u>
	67.5-79	37.2-48.9	5.6-19.6	4.4-25.2	5.2-21.5

## 2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевролита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевролитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболифифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а

средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности –32.9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17.9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности –49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость –42,3 мД, а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

### 2.3. Свойства и состав нефти, газа

Изучение физико-химических свойств нефтей Ванкорского месторождения проведено по данным анализа трех глубинных и трех поверхностных проб, отобранных в ходе геологоразведочных работ в 1988-1997г.г., в поисковых скважинах ВН-4, ВН-5, ВН-6 южной части структуры и пяти глубинных и двух поверхностных проб отобранных из скважины СВ-1 на севере структуры.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 300<sup>0</sup>С), с повышенной плотностью (0,902 г/см<sup>3</sup>).

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,83 – 0,85 г/см<sup>3</sup>, парафинистые (4,6 - 4,8 %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 300<sup>0</sup>С), с температурой замерзания не выше - 30<sup>0</sup>С.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ. При этом отмечено различие свойств нефтей на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах.[7].

#### 2.4. Свойства и состав пластовых вод

Гидрохимические исследования пластовых вод Ванкорского месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

К сожалению, по пластовым водам Ванкорского месторождения имеется лишь три анализа, характеризующих насоновскую, яковлевскую (скв. ВН-6) и

нижнехетскую (скв.ВН-4) свиты, в связи с чем были использованы материалы по пластовым водам Большехетского мегавала в целом.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%\*экв/л.

Для вод яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализация (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной. Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Ионы и примеси	Количество исследованных		содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl <sup>-</sup>	2	1	3947.4
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	2	1	5.76
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2	1	378.5
Ca <sup>++</sup>	2	1	84.17
Mg <sup>++</sup>	2	1	21.89
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	2	1	2612.5
Примеси	2	1	н.о.
PH	2	1	8.1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2мг/л), йод (12,7мг/л), бор (40мг/л), кадмий (0,05мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (др 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

## 2.5 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

В соответствии с границами лицензионных участков балансовые запасы нефти, растворенного и свободного газа поставлены на баланс ЗАО "Ванкорнефть", в количестве:

- нефть (балансовые/извлекаемые) тыс.т.

категория  $C_1$  – 112966/41524;

категория  $C_2$  – 452065/145141;

растворенный газ, млн.м<sup>3</sup>

категория  $C_1$  – 2811;

категория  $C_2$  – 10476;

- свободный газ и газ газовых шапок, млн.м<sup>3</sup>

категория  $C_1$  – 28187;

категория  $C_2$  – 57248;

Подсчет геологических запасов нефти произведен объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F * h * K_{\text{п}} * K_{\text{н}} * \rho_{\text{н}} * \theta, \quad (1)$$

где:  $Q_{\text{бал}}$  – балансовые (геологические) запасы нефти, тыс. т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс. м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, г/см<sup>3</sup>;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при переводе ее из пластовых условий в стандартные, доли ед.

Запасы растворенного газа определялись умножением запасов нефти по залежам на газовый фактор. По категориям распределение запасов нефти и газа выполнено с учетом достигнутой степени изученности продуктивных пластов. При этом использованы общепринятые принципы. Категория С1 выделена на участках залежей, охарактеризованных данными опробования с получением промышленных притоков нефти. Там где нефтенасыщение установлено только по данным ГИС, запасы отнесены к категории С2

Запасы свободного газа подсчитаны объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F * h * K_{\text{п}} * K_{\text{г}} * [(P_{\text{o}} * a_{\text{o}} - P_{\text{ост}} * a_{\text{ост}}) / P_{\text{ст}}] * [(T_{\text{o}} + t_{\text{ст}}) / T_{\text{o}} + t_{\text{пл}}] \quad (2)$$

где:  $Q_{\text{бал}}$  – балансовые (геологические) запасы газа, млн.м<sup>3</sup>;

$F$  – площадь газоносности, тыс. м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная газонасыщенная толщина, м;

$K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_{\text{г}}$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;

$P_o$  – среднее начальное пластовое давление, МПа;

$a_o$  – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов  $Z_o$  при давлении  $P_o$ ,  $a_o=1/Z_o$ ;

$P_{ост}$  – среднее остаточное давление выработанной залежи, когда  $P_{уст}=P_{ст}$ , МПа;

$a_{ост}$  – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов при  $P_{ост}$ ,  $1/Z_{ост}$

$P_{ст}$  – давление при стандартных условиях, 0.1МПа;

$T_o$  – температура по шкале Кельвина, 273°С;

$t_{ст}$  – стандартная температура, 20°С

$t_{пл}$  – пластовая температура, °С

Ниже в таблице 2.3 приведены подсчетные параметры и запасы растворенного и свободного газа, числящиеся на Госбалансе в целом по месторождению. [7].

Таблица 2.3 - Подсчетные параметры и запасы свободного газа Ванкорского месторождения

Пласт	Площадь Газон-ости, тыс.м <sup>2</sup>	Средняя газонасыщ. толщина, м	Объём коллектора, тыс.м <sup>3</sup>	Коэф-нт пористости, д.е.	Коэф-нт газонасыщ., д.е.	Рпл., МПа	Начальные геологические запасы газа, млн.м <sup>3</sup>
л-I-III	14403	8,7	125981	0,315	0,63	9,75	3213
	184881	4,8	894070	0,315	0,63	9,75	22802
ЯК-I	3128	4,5	14205	0,35	0,59	17,1	525

Окончание таблицы 2.3 - Подсчетные параметры и запасы свободного газа  
Ванкорского месторождения

	25037	4,1	103000	0,35	0,59	17,1	3805
К-II- VII	3128	2,3	7192	0,28	0,692	17,1	253
	60543	6,3	379499	0,28	0,692	17,1	13327
IX-III	32235	14,3	461481	0,177	0,57	25,6	11597
	35006	10,4	363440	0,177	0,57	25,6	9133
IX-IV	17868	19,9	355564	0,201	0,7	25,6	12599
	27211	13	354538	0,201	0,7	25,6	12562
Всего							28187
							61629

Ниже в таблице 2.4 приведены подсчетные параметры и запасы растворенного газа Ванкорского нефтегазового месторождения

Таблица 2.4 - Подсчетные параметры и запасы растворенного газа Ванкорского месторождения

Пласт	КИН	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, млн.м <sup>3</sup>	Начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, млн.м <sup>3</sup>
1	10	12	13	14
Як-II-VII	0,35	27,94	2047	716
	0,3	27,94	9954	2986
Нх-I	0,4	139	1955	782
	0,37	139	4668	1727
Нх-III	0,4	128	707	283
	0,35	128	6238	2183
Нх-IV	0,4	128	1960	784
	0,35	128	5943	2080
Нх-III-IV	0,4	128	616	246
Север	0,35	128	11996	4199
Всего			7285	2811
			38799	13175

### 3. КОМПЛЕКС СБОРА, ПОДГОТОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### 3.1 Анализ сырьевой базы

Попутный нефтяной газ – это газ, существующий вместе с нефтью, он растворен в ней. При сепарации нефти на пунктах сбора и подготовки попутный нефтяной газ отделяется и далее сжигается на факеле или используется как топливо и ценное нефтехимическое сырье. При этом возможности применения ПНГ значительно шире, чем природного газа, так как химический состав его богаче. В ПНГ содержится меньше метана, чем в природном газе, но в нем значительно больше гомологов метана. Чтобы использовать ПНГ более рационально, его разделяют на фракции узкого состава. После разделения получают газовый бензин и этан, которые используются в нефтехимии, пропан-бутановую фракцию, и сухой газ (метан). Потребность в пропан-бутановой фракции как автомобильном топливе на внутреннем рынке с каждым годом растет. За последние 15 лет среднегодовой темп роста составляет 3,6 % в год. К тому же с экологической точки зрения использование газомоторного топлива является предпочтительнее, т.к. сокращается выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

При газохимической переработке попутного нефтяного газа получают множество продукции. Так, ПНГ является наиболее предпочтительным сырьем для полимерной продукции. Потребление всех основных полимеров в России растет в среднем на 10% в год. Большой интерес вызывает выпуск тех полимеров, которые полностью или почти полностью импортируются в Россию: поликарбонатов и полиэтилентерефталатов (ПЭТФ). Однако перед полимерной промышленностью, равно, как и перед всей нефтехимией, остро стоит вопрос об обеспечении сырьем производства продукции. Вопрос выглядит странным, ведь углеводородного сырья в России достаточно, и его возможный дефицит кажется маловероятным. Между тем сырьем для производящих предприятий являются

не первичные углеводороды, а некоторые ключевые продукты-мономеры их переработки — стирол, этилен, пропилен и т. д. За исключением стирола - избытка на рынке этих мономеров не наблюдается.[4].

Кроме того, удовлетворив возрастающий спрос на полимерную продукцию, можно наладить производство пластмассовых товаров повседневного спроса, тем самым оживляя средний и малый бизнес, создавая качественную импортозамещающую продукцию, новые рабочие места, что особенно важно в современных экономических условиях.

На Ванкорском месторождении производится добыча как попутного нефтяного газа (растворенный газ и газ газовых шапок), так и природного газа. 23 декабря 2011 года было защищено в ЦКР Роснедр по УВС (далее ЦКР) «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР № 5299). Принято решение использовать в дальнейшем в работе данные ЦКР, поскольку в прогнозе добычи выделяются объемы растворенного газа, газа газовых шапок и свободного газа (рисунок 3.1);

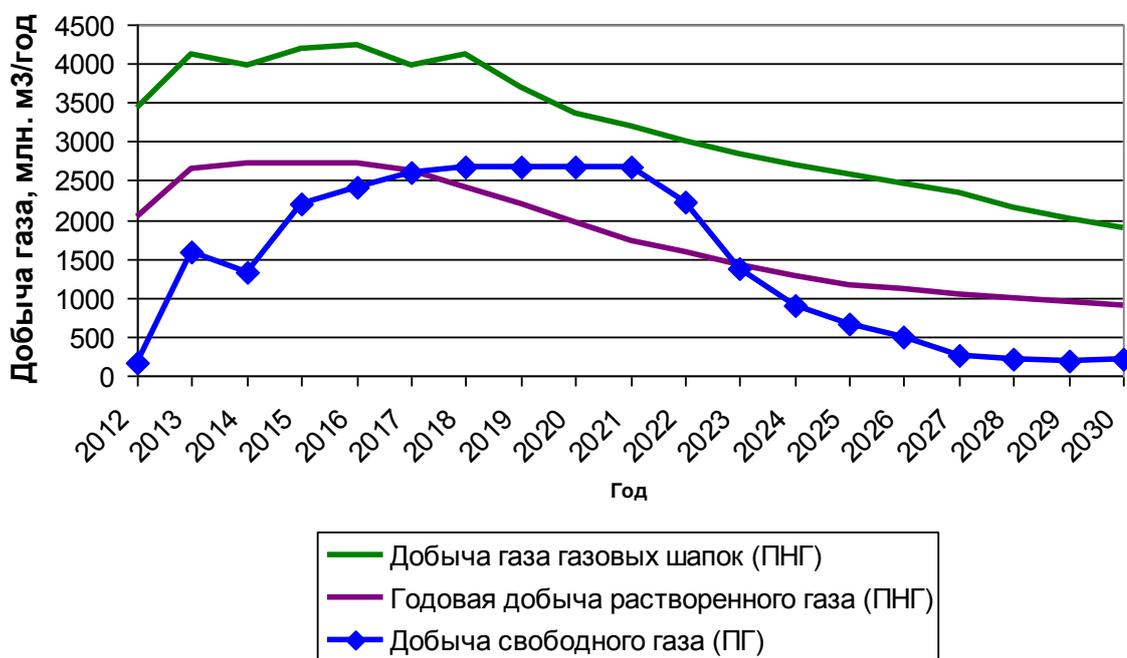


Рисунок 3.1 – Динамика добычи ПНГ и ПГ

Суммарный объем добычи газа приведен на рисунке 3.2

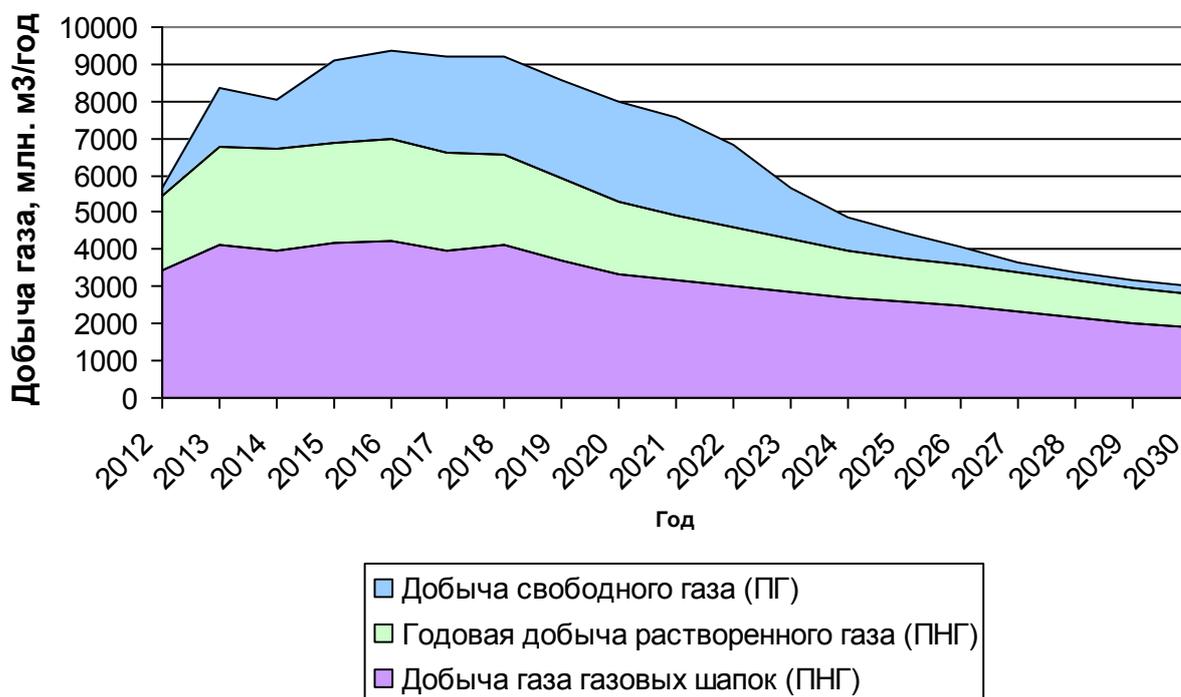


Рисунок 3.2 – Суммарная динамика добычи газа

Добыча ПНГ (растворенный газ и газ газовых шапок) на месторождении достигнет максимального суммарного значения в 2016 году и составит 6 960 млн. м<sup>3</sup>/год. При этом доля газа газовых шапок составит в среднем около 65 % от объемов добычи ПНГ. Добыча ПНГ с 2012 по 2013 гг. растет, однако затем наблюдается стабилизация суммарной добычи на уровне 6 600 – 6 900 млн. м<sup>3</sup>/год до 2018 года, а затем снижение до 2 811 млн.м<sup>3</sup>/год к 2030 году.

Максимальный объем добычи ПГ составит 2 666 млн. м<sup>3</sup>/год в 2018 – 2021 гг. Добыча ПГ имеет ярко-выраженный экстремальный характер. С 2012 по 2018 гг. будет наблюдаться рост объемов добычи ПГ с 174 млн. м<sup>3</sup> до максимальных 2 666 млн. м<sup>3</sup>. Максимальный объем добычи ПГ будет наблюдаться с 2018 по 2021 год. Однако к 2030 году добыча снизится до 215 млн. м<sup>3</sup>.

Общий объем добычи газа также имеет экстремальный характер. С 2012 по 2016 года объем добычи газа увеличивается с 5 643 до 9 374 млн. м<sup>3</sup>/год. Затем

будет наблюдаться снижение до 3 026 млн. м<sup>3</sup>/год к 2030 году. Доля ПГ в общей добычи газа меняется в диапазоне от 3 до 35 %.

Состав выделяемого ПНГ и добываемого ПГ приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Составы ПНГ и ПГ

Компоненты	ПНГ	ПГ
Двуокись углерода	0,07	0,01
Азот	0,17	2,02
Сероводород	0,00	0,00
СН <sub>4</sub>	87,12	97,58
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	4,71	0,12
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	4,37	0,01
и-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	1,31	0,01
н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	1,43	0,00
и-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,29	0,00
н-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,17	0,00
Сумма гексанов	0,04	0,00
Сумма гептанов	0,05	0,00
Сумма октанов	0,00	0,00
Сумма нонанов+	0,00	0,00
Вода	0,27	0,25
Свойства		
Молекулярная масса	19,5	16,3
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,81	0,68
Плотность отн.	0,67	0,56
С <sub>3</sub> +, г/м <sup>3</sup>	164	0
С <sub>5</sub> +, г/м <sup>3</sup>	18	0
Теплота сгорания низшая, МДж/м <sup>3</sup>	40	33
Теплота сгорания высшая, МДж/м <sup>3</sup>	44	36
Число Воббе низшее, МДж/м <sup>3</sup>	48	44

Добываемый ПНГ и ПГ по своим свойствам соответствуют ГОСТ 5542-87 « Газы, горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения ».

На основании прогноза потребления газа можно укрупнено выделить три направления использования газа:

- Закачка в пласт, с целью поддержания пластового давления.
- На собственные нужды (Сжигание в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии).
- Реализация сторонним организациям (ОАО «Газпром»).

Технологические потери попутного газа по данным Заказчика на уровне 0,184 %, а природного – 0,402 %.[9].

### 3.2 Закачка газа в пласт

Закачка газа в пласт производится с целью поддержания пластового давления. Согласно исходным данным закачивается в пласт только ПНГ. Объем закачки составляет 2500 млн. м<sup>3</sup>/год с 2013 года. В протоколе ЦКР № 5299 также приведена закачка ПНГ в пласт, где объем закачки также составляет 2500 млн. м<sup>3</sup> с 2012 по 2025 год. С 2025 по 2030гг. объем закачки плавно снижается с 2500 до 1929 млн. м<sup>3</sup>/год.

Динамика закачки ПНГ приведена на рисунке 3.3.

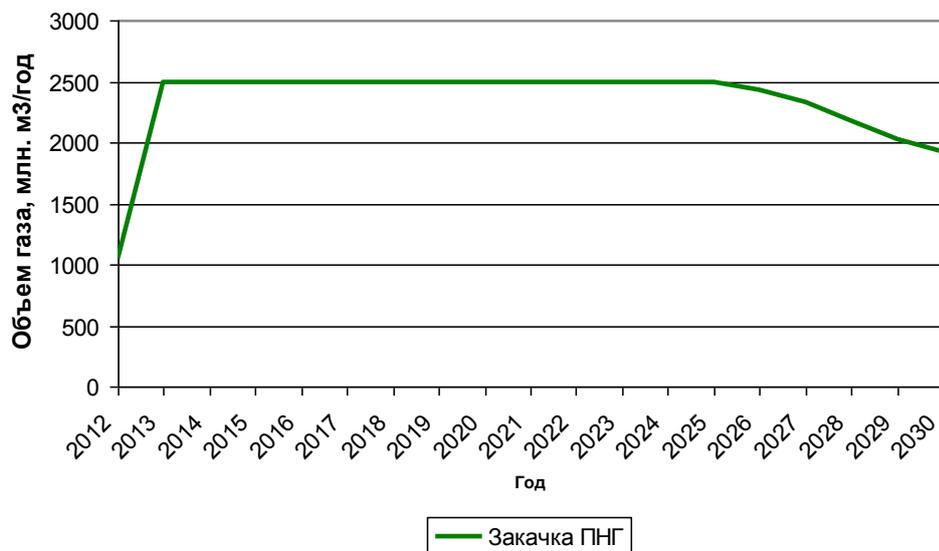


Рисунок 3.3 – Суммарная динамика добычи газа

### 3.3. Потребление на собственные нужды

Прогноз объемов потребления года по объектам переданы Заказчиком.

Можно выделить следующие крупные объекты потребления на СН

- ГТЭС 200 МВт
- ГКС ВД 1, 2 и 3
- УПСВ ЮГ
- УПСВ Север

На ГТЭС преимущественно направляется нефтяной газ (исключение 2012 год). Динамика потребления после 2016 года определена зависимостью от объемов добычи ПНГ, как косвенного признака объемов добычи нефти, который влияет на объемы энергопотребления. С 2014 по 2016 года доля потребления газа на ГТЭС от добычи ПНГ изменялась в узком диапазоне от 8,5 % до 9,0 %, что и позволило сделать прогноз. Динамика потребления газа на ГТЭС приведена на рисунке 3.4.

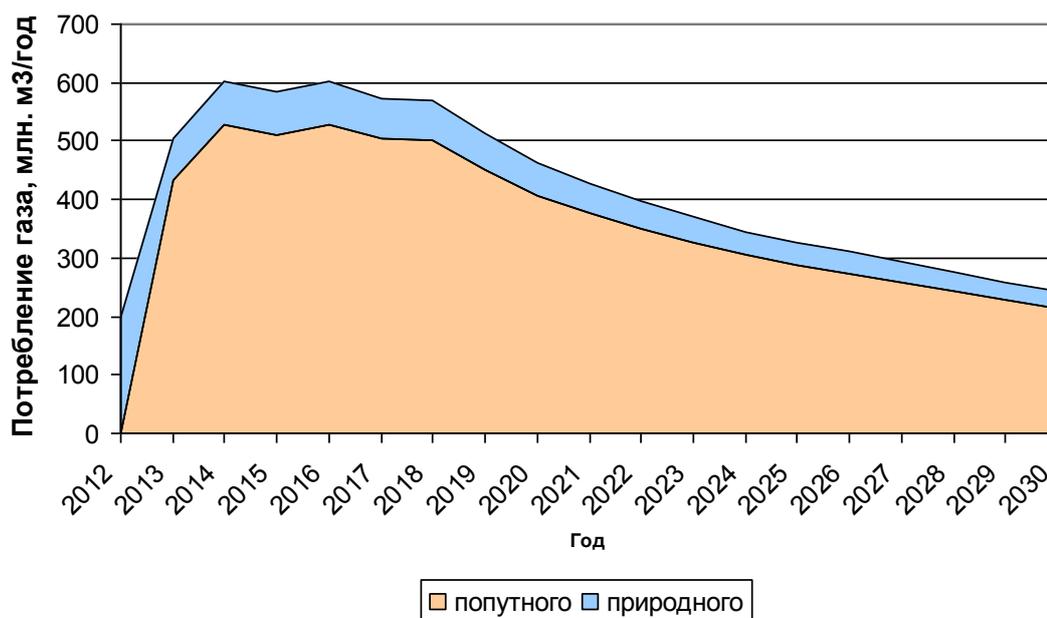


Рисунок 3.4 – Потребление газа на ГТЭС

Динамика потребления топливного газа на ГКС ВД 1,2 и 3 после 2016 года определена зависимостью от объема добычи ПНГ и ПГ. С 2014 по 2016 гг. объем потребления ПНГ на КС от общего объема добычи газа колебался в узком диапазоне от 3,3 % до 3,8 %. На основании этой зависимости сделан прогноз потребления до 2030 года (рисунок 3.5).

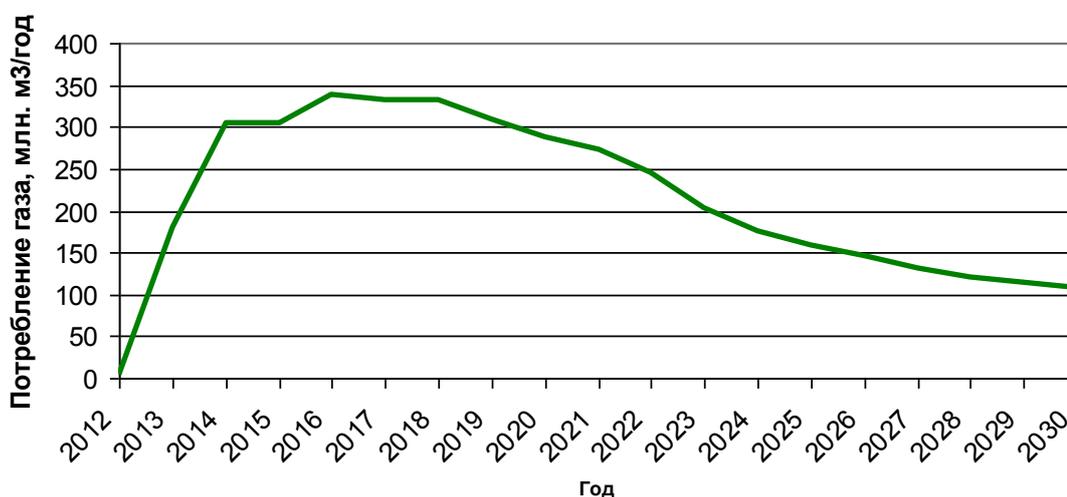


Рисунок 3.5 – Потребление газа на КС 1, 2, 3

В качестве топливного газа для потребителей УПСВ Юг и УПСВ Север используется ПНГ 1-ой степени сепарации, с 2013 по 2016 гг. потребление почти неизменно и составляет 49 и 26 млн.м<sup>3</sup>/год.

К прочим потребители отнесены объекты, потребление на которых незначительно от общего потребления газа. К таким объектам отнесены: установка осушки ПНГ, комплекс установок подготовки газа, котельная БПО и пр. Суммарное потребление до 2016 года устанавливается на уровне 36 млн. м<sup>3</sup>/год (22 млн. м<sup>3</sup>/год ПНГ и 15 млн. м<sup>3</sup>/год ПГ).[10]

### 3.4 Реализация сторонним потребителям

Основные направления это реализация в магистральный газопровод ОАО «Газпром» и иным сторонним потребителям (мини-завод по переработке шлама, установка по переработки отходов бурения).

Суммарное потребление газа иным сторонним потребителям с 2013 по 2016 на уровне 19 млн. м<sup>3</sup>/год. После 2016 года принято, что объем потребления останется неизменным.

На месторождении с 2013 года осуществляется поставка газа в магистральный газопровод ОАО «Газпром». Объем поставки согласно ТУ на подключение газопровода от Ванкорской группы месторождений ОАО "НК "Роснефть" к магистральному газопроводу "Хальмерпаютинское м/р-Пякяхинское м/р" ТПП "Ямалнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" от 08.02.10 составляет не более 5600 млн. м<sup>3</sup>/год. После 2016 года прогноз объемов транспорта газа определялся как разница между добычей газа и его потреблением на собственные нужды, технологическим потерям, закачкой в пласт. Объем транспорта, согласно ТУ на подключение, необходимо держать на уровне 5600 млн. м<sup>3</sup>/год, однако расчет материального баланса свидетельствует о том, что с 2019 года наблюдается нехватка газа и невозможно обеспечить объем транспорта на заданном уровне (рисунок 3.6).[11].

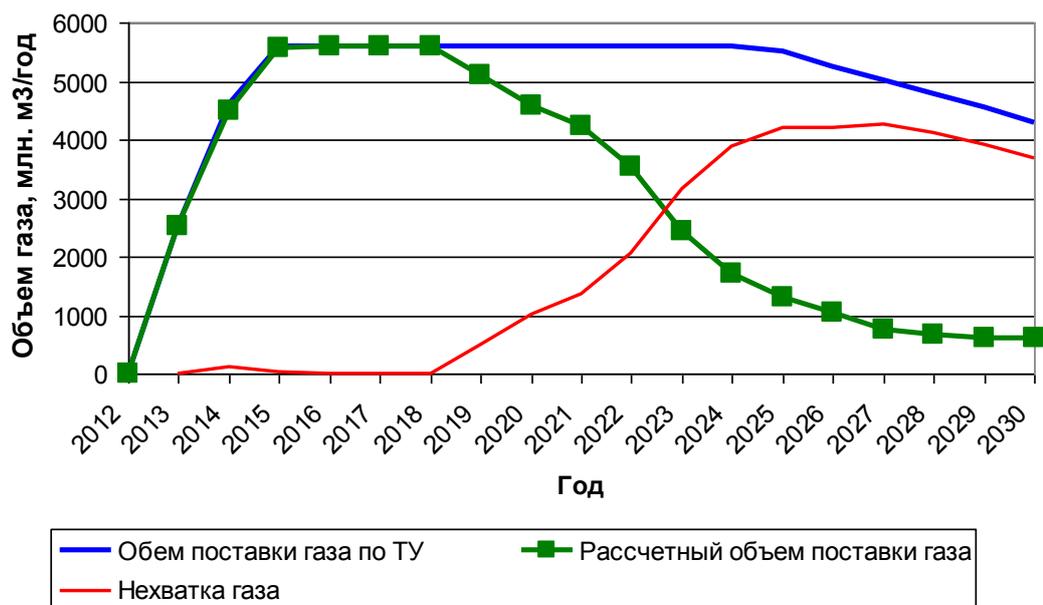


Рисунок 3.6 – Поставка газа ОАО «Газпром»

Нехватка газа достигает 86 % от необходимого объема поставки, при максимальном количестве недостающего газа 4256 млн. м<sup>3</sup>/год в 2027 году.

Стоит также отметить, что с 2014 года наблюдается нехватка ПГ по сравнению с данными, переданными заказчиком. Однако, этот дефицит возможно покрыть за счет ПНГ и выйти на заявленный уровень поставки газа (рисунок 3.7)

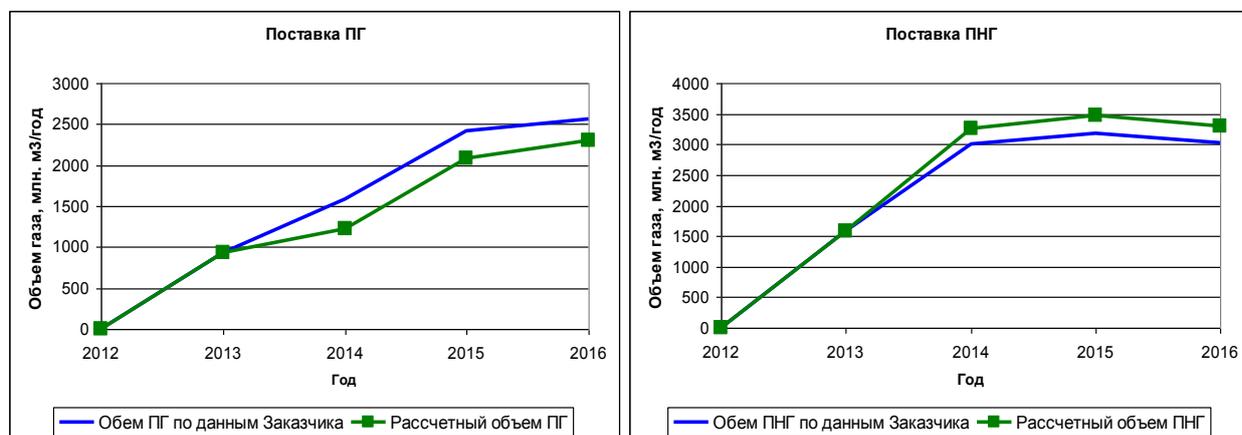


Рисунок 3.7 – Сравнение объема поставки ПНГ и ПГ ОАО «Газпром»

Суммарный график потребления газа на месторождении приведен на рисунке 3.8

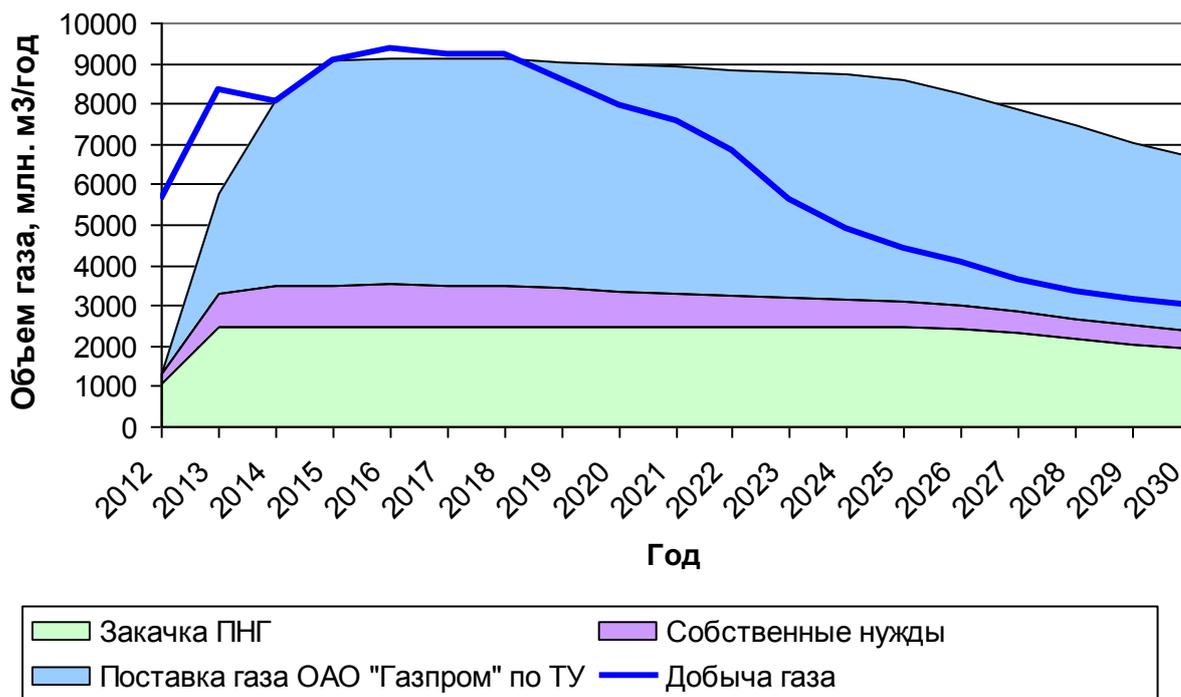


Рисунок 3.8 – Потребление газа на месторождении

Таким образом, анализируя объемы добычи и потребления газа можно сделать вывод о том, что потребление превышает добычу газа. Поскольку количество газа, закачиваемого в пласт определено проектом разработки, а потребляемого на собственные нужды технологической необходимостью, то возникнет острый дефицит газа для поставки ОАО «Газпром» в объемах предусмотренных ТУ. Расчетное количество поставляемого газа меньше чем объем по ТУ начиная с 2019 года, в 2027г. дефицит достигнет максимального значения 86 % .

### 3.5 Анализ газовой инфраструктуры Ванкорского месторождения

Для обеспечения подготовки добываемого газа для его потребления на собственные нужды или реализации сторонним организациям на Ванкорском месторождении предусмотрена довольно обширная газовая инфраструктура.

#### Направления подготовки ПНГ

Выделяемый на ЦПС, УПСВ ЮГ и УПСВ Север ПНГ направляется сначала на компрессорные станции низкого давления (газ конечных ступеней сепарации) и компрессорные станции высокого давления 1, 2 и 3 (весь объем выделяемого ПНГ).

ПНГ подаваемый на компрессорные станции высокого давления (ГКС ВД) 1,2 суммарной производительностью 4,12 млрд. м<sup>3</sup>/год на первой из трех ступеней сжатия компримируется до 4 МПа и выводится на установку осушки (УО) ПНГ, в составе КУПГиК, производительностью 5,1 млрд. м<sup>3</sup>/год и на УО подпиточного газа (на которую также поступает ПГ) производительностью 1,12 млрд. м<sup>3</sup>/год. Установки осушки работают с использованием абсорбционной технологии. После УО осушенный ПНГ поступает на установку выделения природного газоконденсата (УВПГК). Установка работает по принципу НТС с внешним холодильным циклом (ПХУ). Затем большая часть ПНГ направляется обратно на КСВД 1,2 на вторую и третью ступени компримирования, а часть ПНГ (не более 10%) на установку подготовки топливного газа высокого давления (УПТГ ВД). На УПТГ ВД также поступает газ от УО подпиточного газа и УПГ в районе куста газовых скважин №№14-14г. Полученный на установке топливный газ в основном используется на блоках регенерации абсорбента, на ГКС ВД 1 и 2, на ГТЭС. ПНГ после ГКС ВД 1,2 смешивается с ПБФ полученной на установке переработке природного газового конденсата (УППГК) и с давлением 28-32 МПа направляется на закачку в пласт с целью ППД, при этом часть газа направляется на узел редуцирования (УРГКС) в составе ГКС ВД3. В УР ГКС ВД 3 газ делится на два потока и направляется на УО подпиточного газа и на установку отбензинивания в составе УПГ-2.

На ГКС ВД 3(производительностью 4,9 млрд.м<sup>3</sup>/г) поступает как ПНГ от входных сепараторов ГКС ВД 1,2, так и ПГ со скважин газовых кустов №2Г,3Г,4Г и 5Г и одиночных скважин ВН-7,ВН-9,ВН-11. Перед поступлением на 1-ю ступень компримирования ГКС ВД 3 ПГ проходит через установку сепарации (УСПГ производительностью 2,9 млрд.м<sup>3</sup>/г).Подаваемый на ГКСВД 3 газ

компримируется до 12,5 МПа и направлен на Установку осушки ПНГ (УО ПНГ в составе УПГ-2) абсорбцией производительностью 4,9 млрд. м<sup>3</sup>/год. Затем осушенный газ поступает на установку отбензинивания (на которую также поступает ПНГ от узла редуцирования газа) производительностью 5,6 млрд. м<sup>3</sup>/год, работающую по принципу НТК с использованием турбодетандерных агрегатов. Основная часть подготовленного газа реализуется в магистральный газопровод, а часть направляется на установку подготовки топливного и уплотнительного газа (УПТиУГ) ГКСВД 3 и используется как топливный газ на ГКСВД 3.

#### Направления подготовки ПГ

В настоящее время в качестве топливного газа используется ПГ добываемый из скважин 14, 14а, 14б, 14в, 14г. подготовка ПГ осуществляется на УПГ производительностью 0,35 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Принципиальная схема газовой инфраструктуры Ванкорского месторождения приведена на рисунке 3.9.

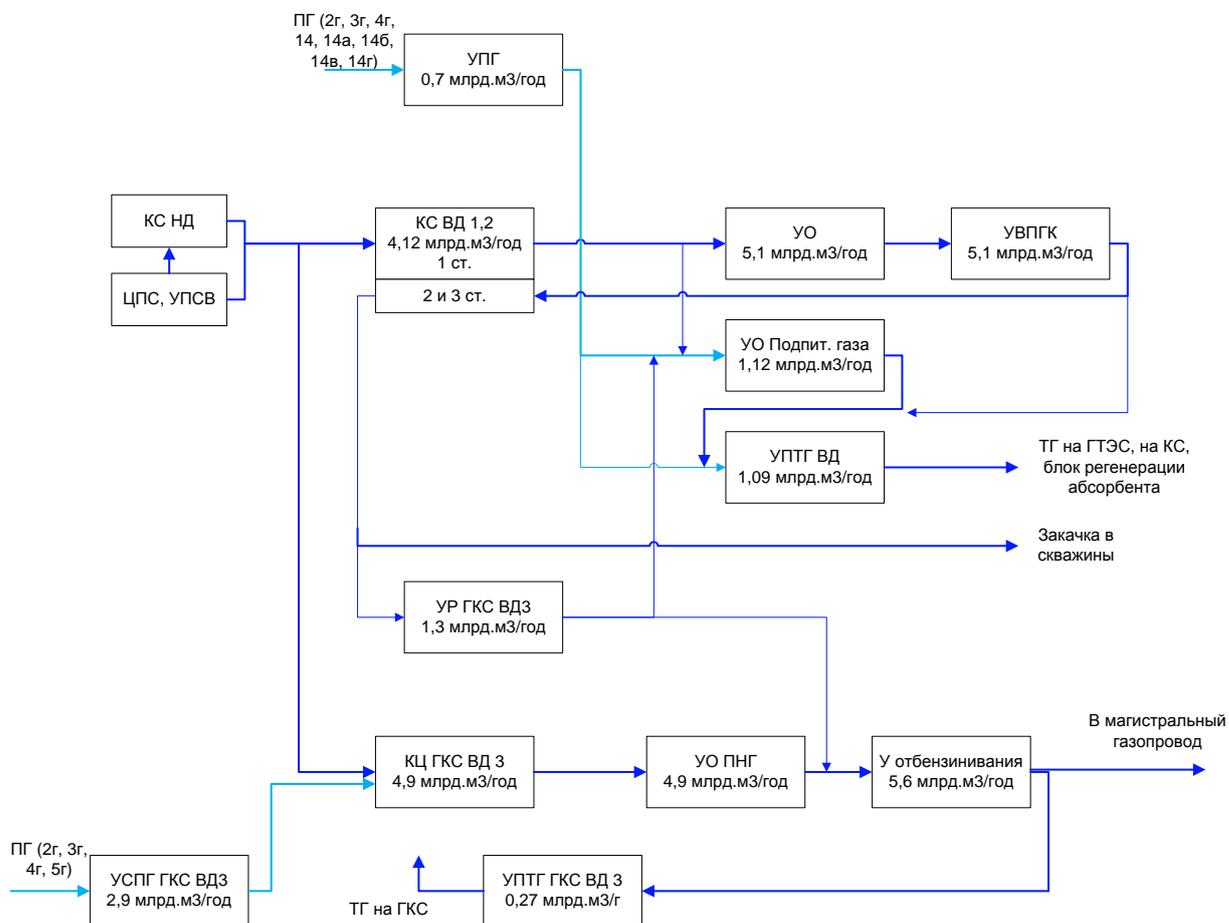


Рисунок 3.9 - Принципиальная схема газовой инфраструктуры Ванкорского месторождения

Анализ производительности объектов газовой инфраструктуры:

На месторождении максимальный объем добычи ПНГ составит 6,96 млрд. м<sup>3</sup>/год, ПГ – 2,67 млрд. м<sup>3</sup>/год, суммарный объем – 9,37 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Компрессорные станции

Компрессорные станции высокого давления (ГКС ВД 1,2 и 3) имеют следующие производительности: ГКС ВД-1,2 – 4,12 млрд. м<sup>3</sup>/год и ГКС ВД-3 – 4,90 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Таким образом, можно отметить, что с учетом того, что часть ПГ может быть направлена на УПГ в районе куста скважин №14-14г производительностью 0,7 млрд. м<sup>3</sup>/год, производительность ГКС ВД 1,2 и 3 будет достаточно для

компримирования всего объема ПНГ и ПГ добываемого в год максимальной добычи на Ванкорском нефтегазовом месторождении

#### Установки осушки

На месторождении 3 установки осушки (УО) производительностью 5,1; 1,12; 4,9 млрд. м<sup>3</sup>/год. Суммарная производительность УО – 11,12 млрд. м<sup>3</sup>/год. Это превышает суммарный объем добычи газа. Резерв производительности в год максимальной добычи составляет 23 % или 1,83 млрд. м<sup>3</sup>/год.

#### Установки отбензинивания газа

Установка выделения природного газоконденсата – 5,1 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Установка отбензинивания - 5,6 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Суммарная производительность также больше, чем максимальный объем добычи газа.

#### Установки подготовки топливного газа

Для получения топливного газа на месторождении размещено 3 установки получения топливного газа, УПТГ ВД в составе КУПГиК производительностью 1,09 млрд.м<sup>3</sup>/г, УПТиУГ ГКС ВД 3 производительностью 0,27 млрд.м<sup>3</sup>/г и УПГ в районе куста скважин №14-14г (производительность существующая 0,35 млрд.м<sup>3</sup>/г, 0,7 млрд.м<sup>3</sup>/г с учетом расширения). Максимальная потребность в топливном газе составит 1,05 млрд.м<sup>3</sup>/г в 2016 г., что в двое меньше чем производственные мощности установок подготовки топливного газа.

Таким образом, учитывая все выше сказанное, можно сделать вывод, что производительности основных объектов газовой инфраструктуры будет достаточно для подготовки и транспортировки максимальных прогнозных объемов добычи газа. Так же необходимо отметить, что по установкам осушки, отбензинивания и подготовки топливного газа созданы значительные резервы.

### 3.6 Анализ правильности стыковочных решений

Анализ технологических схем газовых объектов проведен на предмет соответствия давлений, температур и диаметров газопроводов основных потоков сбора, подготовки и транспорта газа, на основе проектной документации и технологических регламентов предоставленных ЗАО «Ванкорнефть».

Взаимосвязь между входными и выходными технологическими параметрами потоков газа показана на рисунке 3.10. Потоки промаркированы и приведены в таблице 3.2. Для каждой установки приведена соответствующая таблица, в которой указан перечень характеристик и номер потока.

Соответствие параметров определялось на основе соответствия выходных потоков установок и входных потоков установок, располагающихся в соответствии с технологией сбора, подготовки и транспорта газа.

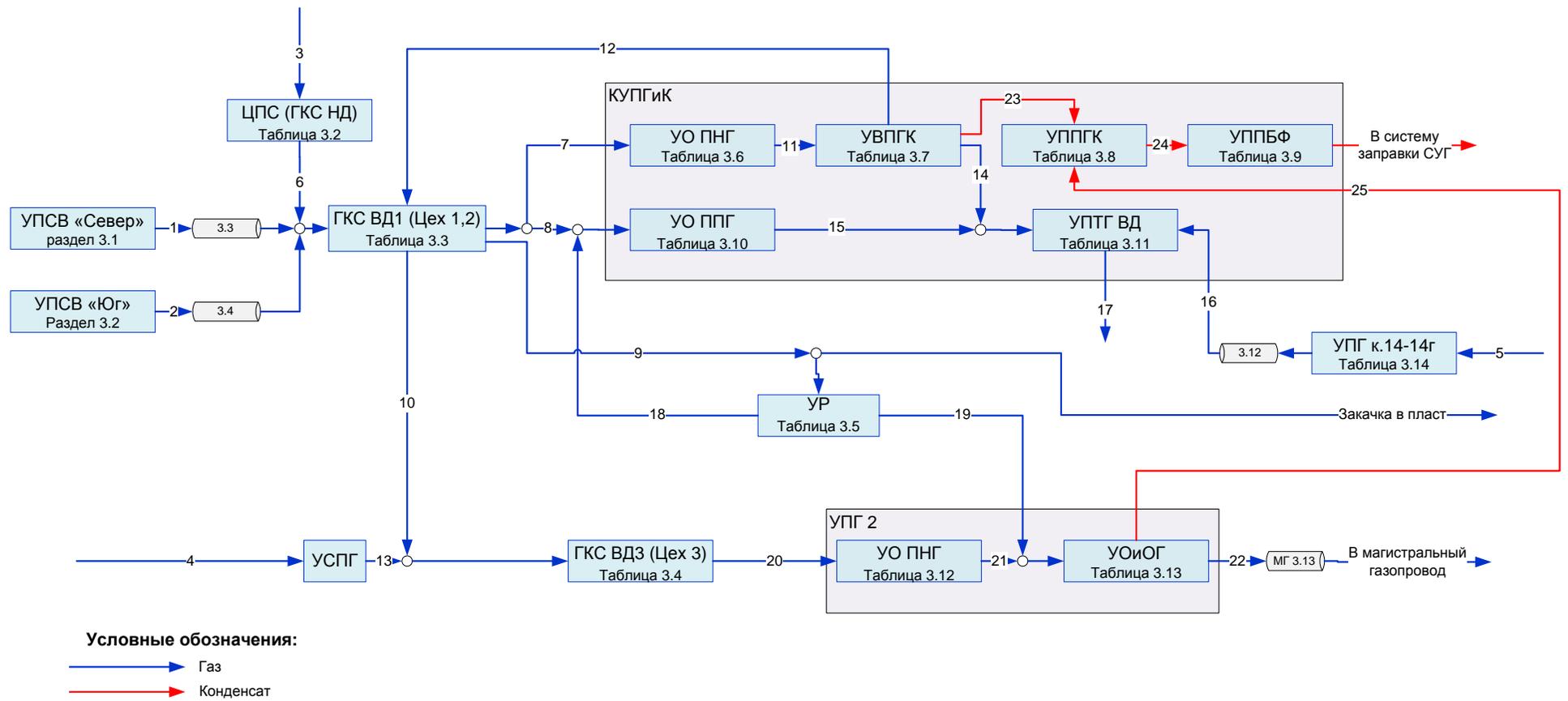


Рисунок 3.10 - Принципиальная блок-схема сбора, подготовки, транспорта ПГ и ПНГ Ванкорского месторождения

Таблица 3.2 - Экспликация потоков

Обозначение на схеме	Начальная точка	Конечная точка
1	УПСВ-С	ГКС ВД1,2
2	УПСВ-Ю	ГКС ВД1,2
3	УПН 3 ступень дегазации	ГКС НД
4	Кусты 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, разведочные скважины ВН-7, ВН-8, ВН-11	УСПГ
5	Скважины № 14-14Г	УПТГ ВД
6	ГКС НД	ГКС ВД1,2
7	ГКС ВД1,2	УО ПНГ КУПГ <sub>и</sub> К
8	ГКС ВД1,2	УО ППГ
9	ГКС ВД1,2	УР, закачка в пласт
10	ГКС ВД1,2	ГКС ВД3
11	УО ПНГ	УВПГК
12	УВПГК	ГКС ВД1,2
13	УСПГ	ГКС ВД3
14	УВПГК	УПТГ ВД
15	УО ППГ	УПТГ ВД
16	УПГ	УПТГ ВД
17	УПТГ ВД	ГТЭС, ОПБ, УПДТ, КУО
18	УР	УО ППГ
19	УР	УО <sub>и</sub> ОГ
20	ГКС ВД3	УО ПНГ УПГ-2
21	УО ПНГ УПГ-2	УО <sub>и</sub> ОГ
22	УО <sub>и</sub> ОГ	ГИС
23	УВПГК	УППГК
24	УППГК	УППБФ
25	УО <sub>и</sub> ОГ	УВПГК

Установка предварительного сброса воды «Север» (УПСВ «Север»)

Установка предварительного сброса воды служит для отделения подтоварной воды и разгазирования продукции скважин. Полученный попутный нефтяной газ направляется на ЦПС (ГКС ВД1).

Основные потоки:

- Выходной поток – газ в газопровод внешнего транспорта (1).
- Давление – 2.05 МПа (изб.).
- Температура – 23.7 °С.
- Диаметр - 530×14 мм.

Установка предварительного сброса воды «Юг» (УПСВ «Юг»)

Установка предварительного сброса воды Юг с УПН на Ванкорском месторождении представляет собой комплекс сооружений для сбора, подготовки сырой нефти, поступающей от нефтяных скважин, транспорта подготовленной до товарных кондиций нефти в магистральный нефтепровод, а также отделения попутного нефтяного газа и подготовки пластовой воды для использования ее в системе ППД.

Основные потоки:

- Выходной поток – газ в газопровод внешнего транспорта.
- Давление – 2.0-2.2 МПа.
- Температура – 20 °С.
- Диаметр – Ду700 мм.

Газопровод «УПСВ «Север» - КУПГиК»

Диаметр – Ду800 мм.

Газопровод «УПСВ «Юг» - КУПГиК»

Диаметр – Ду800 мм.

Газокомпрессорная станция низкого давления. ЦПС (ГКС НД) [10]

Основные потоки ГКС НД приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Основные потоки ГКС НД

Характеристики/поток	3	6
Технологический регламент		
Давление, МПа	0,17	1,75
Температура, °С	73	105
Ду, мм	н/д	н/д
Проектная документация		
Давление, МПа	0,07	1,65
Температура, °С	69	130
Ду, мм	500	400
Рабочая документация		
Давление, МПа	0,6	н/д
Температура, °С	н/д	н/д
Ду, мм	500	н/д

Газокомпрессорная станция высокого давления. Цех 1,2 (ГКС ВД 1,2)

Таблица 3.4 - Основные потоки ГКС ВД1,2 (цех 1, 2)

Характеристики/поток	1+2+6	12	7	8	9	10
Технологический регламент						
Давление, МПа	1,6-1,7	н/д	3,8-4,3	н/д	28-32	1,7
Температура, °С	10-13	н/д	23-35	н/д	50-70	30
Ду, мм	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Проектная документация						
Давление, МПа	1,65	3,79	4,09	н/д	30	1,65
Температура, °С	29	20	30	н/д	35	29
Ду, мм	800	700	700	н/д	400	н/д
Рабочая документация						
Давление, МПа	1,75	н/д	н/д	н/д	н/д	1,7
Температура, °С	23-25	н/д	н/д	н/д	н/д	30
Ду, мм	1000	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Газокомпрессорная станция высокого давления. Цех 3 (ГКС ВД 3)

Таблица 3.5 - Основные потоки ГКС ВД3 (цех 3)

Характеристики/поток	10+13	20
Давление, МПа	1,65-1.7	12.5
Температура, °С	0-30	30-35
Ду, мм	700 (природный газ) 1000 (попутный газ)	400

Узел редуцирования газа (УР ГКС ВД 3)

Таблица 3.6 - Основные потоки УР ГКС ВД3

Характеристики/поток	9	18	19
Давление, МПа	28-32	4.0	12.5
Температура, °С	50-70	Минус 16 - 10	20-45
Ду, мм	100	300	150

Комплекс установок подготовки газа и конденсата

Установка осушки попутного нефтяного газа

Таблица 3.7 - Основные потоки УО ПНГ КУПГиК

Характеристики/поток	7	11
Технологический регламент		
Давление, МПа	4,0	4,1
Температура, °С	30	33
Ду, мм	н/д	н/д
Проектная документация		
Давление, МПа	4,09	4,05
Температура, °С	30	31
Ду, мм	700	500

## Установка выделения природного газоконденсата

Таблица 3.8 - Основные потоки УВПГК КУПГиК

Характеристики/поток	11	12	14	23
Технологический регламент				
Давление, МПа	4.05-4.10	3.88-3.96	3.88-3.96	1.75-1.80
Температура, °С	29-33	21-27	21-27	6-7
Ду, мм	500	500	300	300
Проектная документация				
Давление, МПа	3,95	3,79	3,95	3,95
Температура, °С	минус 5	20	минус 5	минус 5
Ду, мм	400	700	300	300

## Установка переработки природного газоконденсата

Таблица 3.9 - Основные потоки УППГК КУПГиК

Характеристики/поток	23	25	24
Технологический регламент			
Давление, МПа	1.4-1.5	Отсутствует в документации	1,3
Температура, °С	5		30-35
Ду, мм	300		150
Проектная документация			
Давление, МПа	1,45	Отсутствует в документации	1,3
Температура, °С	5		35
Ду, мм	300		150

## Установка осушки подпиточного газа

Таблица 3.10 - Основные потоки УОППГ КУПГиК

Характеристики/поток	4	8	18	15
Технологический регламент				
Давление, МПа	8,05	4,0	4,0	н/д
Температура, °С	минус 13	минус 27	минус 30	н/д
Ду, мм	н/д	н/д	н/д	н/д
Проектная документация				
Давление, МПа	н/д	3,9	н/д	н/д
Температура, °С	н/д	минус 29	н/д	н/д

## Установка подготовки топливного газа высокого давления

Таблица 3.11 - Основные потоки УПТГ КУПГиК

Характеристики/поток	14+15	16	17
Давление, МПа	3.65-3.85	3.8-4.0	н/д
Температура, °С	20-25	21-27	н/д
Ду, мм	300	300	н/д

## Установка подготовки газа на ЦПС. 2 очередь (УПГ-2)

Состоит из установки осушки (абсорбция на ТЭГ) газа (производительность установки млрд.ст.м<sup>3</sup>/год) и установки отбензинивания (на основе ТДА) и охлаждения газа (производительность установки 5.6 млрд.ст.м<sup>3</sup>/год).[11]

### Установка осушки газа

Таблица 3.12 - Основные потоки УОГ УПГ-2

Характеристики/поток	20	21
Технологический регламент		
Давление, МПа	12.5	12.44
Температура, °С	35	35
Ду, мм	н/д	н/д
Проектная документация		
Давление, МПа	12.5	12.5
Температура, °С	35	35
Ду, мм	400	400

### Установка отбензинивания и охлаждения газа

Таблица 3.13 - Основные потоки УОиОГ УПГ-2

Характеристики/поток	21	19	22	25
Технологический регламент (1712910/0830Д-51-49230-ТР)				
Давление, МПа	12.43	12.5	8.4	1.95
Температура, °С	35	33	Минус 2	Минус 35
Ду, мм	н/д	н/д	н/д	н/д
Проектная документация (1712910/0830Д-51-49230-ИОС7-СХ-02)				
Давление, МПа	12.44	12.4	8.37	1.95
Температура, °С	35	33	Минус 2	Минус 35
Ду, мм	400	150	400	150

Установка подготовки газа в районе газовых скважин № 14, 14а, 14б, 14в, 14г (УПГ)

Таблица 3.14 - Основные потоки УПГ

Характеристики/поток	5	16
Давление, МПа (изб.)	8.5	4.25
Температура, °С	минус 1.5 – 2	20 -25
Ду, мм	80	300

Газопровод «УПГ - УПТГ»

Таблица 3.15 - Характеристики газопровода «УПГ-УПТГ»

Характеристики/поток	Начальная точка	Конечная точка
Давление, МПа	4.25-4.55	3.90
Температура, °С	20-25	минус 28
Ду, мм	300	300

Магистральный газопровод «Ванкор – Хальмерпаютинское»

Диаметр газопровода Ду800 мм, толщина стенки 14 мм предназначен для транспорта природного газа по ОСТ 51.40-93. Газопровод проложен подземно, расход газа 5.6 млрд.м<sup>3</sup>/г (468.3 тыс.нм<sup>3</sup>/ч).

Общая протяженность газопровода 108.31 км, максимальное рабочее давление 8.3 МПа, условное давление газопровода 10 МПа. Начальная точка ГИС и УЗОУ на 0 км на ЦПС. Диаметр входного газопровода на площадку ГИС 820 мм. В конечной точке 7.5 МПа, температура не выше 0 минус 2 °С.[10]

## 4. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

### 4.1. Компрессорная станция низкого давления

Компрессорная станция низкого давления (КСНД) предназначена для компримирования низконапорного газа со второй и третьей ступеней сепарации нефти, газа стабилизации и газа (при его наличии) из системы улавливания паров до давления  $1,65 \text{ МПа}^1$ , с последующей их подачей, на вход в компрессорную станцию высокого давления (КСВД).

КСНД включает в себя три технологических линии (две рабочих + одна резервная). Каждая из технологических линий включает в свой состав:

- охладитель газа первой ступени E-2610-1,2,3;
- приемный сепаратор первой ступени V-2620-1,2,3;
- винтовые компрессоры: K-2630-1,2,3 - первая ступень сжатия, K-2660-1,2,3 - вторая ступень сжатия;
- маслосепараторы V-2635-1,2,3 и V-2636-1,2,3 первой ступени сжатия;
- охладитель газа второй ступени E-2640-1,2,3;
- приемный сепаратор второй ступени V-2650-1,2,3;
- маслосепараторы V-2665-1,2,3 и V-2666-1,2,3 второй ступени сжатия;
- насос откачки конденсата P-2625-1 А/В, P-2625-2А/В, P-2625-3А/В;
- маслоохладители E-2638-1,2,3 первой ступени сжатия; маслоохладители E-2668-1,2,3 второй ступени сжатия;
- винтовые масляные насосы P-2637-1, P-2637-2, P-2637-3 первой ступени сжатия и P-2667-1, P-2667-2, P-2667-3 второй ступени сжатия.

Газ из дегазаторов V-2060-1/2/3, III-ей ступени сепарации нефти с температурой  $76 \text{ }^\circ\text{C}$  и давлением  $0,07 \text{ МПа}$ , газ с температурой  $35 \text{ }^\circ\text{C}$  и давлением  $0,07 - 0,12 \text{ МПа}$  из системы улавливания паров и газ стабилизации с температурой  $23 \text{ }^\circ\text{C}$  и давлением  $0,07 \text{ МПа}$ , смешиваются и по трубопроводу Ду700 с давлением  $0,07 \text{ МПа}$ , температурой  $69 \text{ }^\circ\text{C}$ , поступают на две рабочих технологических линии (по 50 % на каждую) и по трубопроводам Ду500, каждый, направляется во

входной охладитель газа E-2610-1,2,3. После охлаждения и частичной конденсации газожидкостная смесь с температурой не выше 45°C, давлением 0,03 МПа по трубопроводу Ду400 поступает в приемный сепаратор первой ступени V-2620-1,2,3. Углеводородный газ из приемного сепаратора по трубопроводу Ду400 поступает на первую ступень сжатия (на всас винтового компрессора K-2630-1,2,3); углеводородный конденсат отводится из сепаратора, по трубопроводу Ду80, на прием насоса P-2625-1,2,3 А/В. Углеводородный конденсат с выкида насосов P-2625-1,2,3 А/В объединяется в один поток и с температурой 45°C и давлением 2,00 МПа по трубопроводу Ду80 поступает в пробкоуловители V-1010-А/В/С.

Скомпримированный до давления 0,52 МПа углеводородный газ последовательно проходит маслосепараторы V-2635-1,2,3 и V-2636-1,2,3.

Смазочное масло забирается из маслосепаратора V-2635-1,2,3 винтовым насосом P-2637-1,2,3, проходит через маслоохладитель E-2638-1,2,3 и направляется в масляный коллектор компрессора K-2630-1,2,3. Температура масла после маслоохладителя E-2638-1,2,3 регулируется частотным преобразователем. Очищенный от масла углеводородный газ выходит из маслосепаратора V-2636-1,2,3 с давлением 0,49 МПа, температурой 126 °С и по трубопроводу Ду300 поступает на смешение с углеводородным газом со второй ступени сепарации нефти.

Углеводородный газ со второй ступени сепарации нефти поступает на компрессорную станцию низкого давления тремя параллельными потоками по трубопроводам Ду200, с давлением 0,46 МПа и температурой 57°C. На входе в компрессорную газовые потоки объединяются, смешиваются с углеводородным газом с первой ступени компримирования и по трубопроводам Ду350, с давлением 0,46 МПа и температурой 98 °С поступают на две рабочих технологических линии второй ступени компримирования (по 50 % на каждую).

Общий газовый поток поступает в охладители газа второй ступени E-2640-1,2,3, в которых охлаждается и частично конденсируется. Газожидкостная смесь

выходит из охладителей газа E-2640-1,2,3 с давлением 0,43 МПа, температурой 53 °С и по трубопроводу Ду300 поступает в приемный сепаратор II-ой степени V-2650-1,2,3. Углеводородный конденсат с температурой 53 °С и давлением 0,43 МПа, по трубопроводу Ду80 отводится из сепаратора через клапан-регулятор уровня, на регулирующем клапане происходит сброс давления потока конденсата с 0,43 до 0,08 МПа и, как следствие, снижение температуры с 53 до 51 °С. После чего потоки конденсата с рабочих линий объединяются, и с температурой 51 °С и давлением 0,43 МПа, по трубопроводу Ду100, отводятся в дегазаторы III-ей степени сепарации нефти V-2060-1,2,3.

Углеводородный газ из приемного сепаратора второй степени V-2650-1,2,3 поступает на вторую ступень сжатия (на всас винтового компрессорного агрегата K-2660-1,2,3).

Углеводородный газ, скомпримированный до давления 1,71 МПа последовательно проходит маслосепараторы V-2665-1,2,3 и V-2666-1,2,3 в которых очищается от унесенного из компрессора масла. Отсепарированный углеводородный газ отводится из маслосепараторов V-2666-1,2,3 по трубопроводам Ду250, объединяется в один поток и с температурой 130 °С и давлением 1,65 МПа, по трубопроводу Ду400 направляется на смешение с газом (температура 18 °С, давление 1,65 МПа) поступающим по трубопроводу Ду500 от пробкоуловителей V-1010-A,B,C и с газом (температура 20°С, давление 1,65 МПа) поступающим по трубопроводам Ду100 от сепараторов первой степени сепарации нефти V-2010-1,2,3.

Общий газовый поток, по трубопроводу Ду800 с температурой 29°С и давлением 1,65 МПа, поступает в компрессорную станцию высокого давления.[11].

#### 4.2. Компрессорная станция высокого давления

Компрессорная станция высокого давления (КСВД) предназначена для:

- компримирования газа с 1,65 МПа до 4,10 МПа перед подачей его на установку осушки попутного нефтяного газа (система 28) и на установку выделения природного газоконденсата (система 29);

- компримирования газа с давления 3,79 МПа до 29,90 - 30,1 МПа с последующей закачкой в пласт.

Компрессорная станция высокого давления включает в себя два цеха компримирования, в состав цехов компримирования входят:

- трехступенчатые газоперекачивающие агрегаты,
- входной сепаратор первой ступени компримирования,
- АВО технологического газа первой ступени,
- входной сепаратор второй ступени компримирования,
- АВО технологического газа второй ступени,
- входной сепаратор третьей ступени компримирования,
- буферная емкость третьей ступени нагнетания,
- АВО технологического газа третьей ступени,
- блок сепараторов,
- сепаратор топливного газа

Углеводородный газ с давлением 1,65 МПа и температурой 29°C поступает в компрессорную станцию высокого давления тремя параллельными потоками, по трубопроводам Ду700, в цеха №1, №2 и в цех №3. В компрессорный цех №3 производится подача 5 % от общего газового потока, приходящего на компримирование в компрессорную станцию высокого давления (система 27). В цехах №1, №2 потоки газа делятся на шесть одинаковых потоков (предусмотрено регулирование расхода клапаном), каждый из которых проходит входные сепараторы, в которых очищаются от жидкой фазы и поступают на всас первой ступени, трехступенчатого, газоперекачивающего агрегата. Давление во входных сепараторах первой ступени компримирования (на всасе газоперекачивающего

агрегата) регулируется клапаном, установленным на линии рециркуляции скомпримированного и охлажденного газа. Углеводородный газ с линии нагнетания ГПА поступает на охлаждение в АВО технологического газа первой ступени. Охлажденные газовые потоки после первой ступени компримирования объединяются и двумя потоками (из цехов №1 и №2) по трубопроводам Ду500 поступают в блок сепараторов. На выходе из сепараторов газовые потоки из цехов компримирования №1, №2 объединяются и единым потоком (температура 30°C, давление 4,09 МПа), по трубопроводу Ду700, направляется на установку осушки и установку выделения природного газоконденсата.

Осушенный и отбензиненный газ, с температурой 20°C и давлением 3,79 МПа, разделяется на три потока и поступают в три цеха компримирования (цех №1, цех №2 и цех №3). В цех №3 подается 1 % от общего потока осушенного и отбензиненного газа.

Осушенный и отбензиненный газ по трубопроводу Ду500 поступает во входные сепараторы второй ступени компримирования (цеха №1, №2), где очищается откапельной жидкости, далее газовые потоки направляются на всас второй ступени газоперекачивающего агрегата. Скомпримированный углеводородный газ охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения технологического газа второй ступени, после чего поступает во входной сепаратор третьей ступени компримирования и далее на всас третьей ступени сжатия газоперекачивающего агрегата.

Скомпримированный углеводородный газ поступает в буферную емкость третьей ступени нагнетания, далее углеводородный газ поступает на охлаждение в АВО технологического газа третьей ступени.

Скомпримированный до давления 29,9<sup>^</sup>30,10 МПа и охлажденный до температуры 70°C углеводородный газ из цехов компримирования №1, №2 и №3 объединяются, смешивается с пропан-бутановой фракцией от насосов Р-3103-А/В и по трубопроводу Ду400 с температурой 70°C и давлением 29,9<sup>^</sup>30,10 МПа, поступает на закачку в пласт.[11]

### 4.3. Установка осушки попутного нефтяного газа

Установки осушки попутного нефтяного газа предназначена для удаления влаги из углеводородного газа, направляемого на установку выделения природного газоконденсата. Установка осушки включает в свой состав следующее технологическое оборудование:

- абсорбер гликолевой осушки С-2801-1,2;
- фильтр-сепаратор осушенного газа FS-2801-1,2;
- дегазатор насыщенного раствора триэтиленгликоля D-2801;
- угольные фильтры F-2801-A/B;
- фильтры тонкой очистки F-2802-A/B;
- блок регенерации триэтиленгликоля U-2801;
- АВО паров регенерации АС-2802;
- рефлюксная емкость V-2801;
- насосы подачи ТЭГ в абсорбер Р-2801-A/B/C;
- АВО регенерированного ТЭГ АС-2801-12;
- емкость дренажная с погружным насосом V-2802;
- емкость хранения свежего ТЭГ V-2803;
- насос подпитки ТЭГ Р-2803;
- узел дозирования химреагентов: емкость антивспенивателя V-2804;
- насос дозирования антивспенивателя Р-2804; емкость реагента контроля рН среды V-2805; насос дозирования реагента контроля рН среды Р-2805;
- узел утилизации отпарных газов: входной фильтр-сепаратор FS-2802; компрессор отпарного газа С-2801-1/2/3; АВО скомпримированного газа АС-2803; фильтр-сепаратор скомпримированного газа FS-2803.

Попутный нефтяной газ (ПНГ), по трубопроводу Ду700, поступает на установку с первой ступени компримирования компрессорной станции высокого давления (система 27) с температурой 30°C и давлением 4,09 МПа. Газ на входе

установки делится на два равных потока и, по трубопроводам Ду500, направляется в две идентичные колонны гликолевой осушки С-2801-1,2.

Жидкость, отделенная от газа в процессе сепарации, накапливается в кубовой части абсорберов и по трубопроводу Ду50 отводится через регулирующие клапаны в дегазаторы III ступени сепарации нефти V-2060-1,2,3.

Из сепарационной части абсорберов С-2801-1,2, сырой газ направляется в массообменные секции абсорберов, где за счет контакта с регенерированным раствором ТЭГ, подаваемым в верхнюю часть массообменных секций, осушается до требуемой точки росы.

Осушенный газ из абсорберов С-2801-1,2, по трубопроводам Ду500 поступает в фильтры-сепараторы, FS-2801-1,2 где происходит доулавливание уносимого ТЭГа, далее потоки газа объединяются и по трубопроводу Ду500 направляются на установку выделения природного газоконденсата (система 29). Уловленная в фильтр-сепараторах FS-2801-1,2 жидкость (ТЭГ), по мере накопления в аппарате автоматически сбрасывается на вход дегазатора D-2801.

Потоки насыщенного ТЭГ отводятся, с полуглухих тарелок абсорберов С-2801-1 и С-2801-2, объединяются в общий поток и с температурой 33°C по трубопроводу Ду80 направляются в дегазатор D-2801, где освобождается от растворенных углеводородных газов за счет сброса давления с 4,09 МПа до 0,5 МПа. Газы выветривания из D-2801, по трубопроводу Ду25, сбрасываются на факел низкого давления, через клапан регулирующий давление в дегазаторе.

Часть потока дегазированного насыщенного раствора из ТЭГ из D-2801 проходит через угольные фильтры F-2801-A/B, а другая часть - по байпасу. Расход насыщенного раствора ТЭГ в блок угольных фильтров F-2801-1,2, регулируется клапаном, установленным на байпасной линии.

После F-2801-A/B поток объединяется и поступает в фильтры тонкой очистки F-2802-A/B. Дегазированный насыщенный ТЭГ, из фильтров тонкой очистки F-2802-A/B отводится в блок регенерации ТЭГа U-2801.

Насыщенный раствор ТЭГ, по трубопроводу Ду80, поступает сначала во встроенный в колонну регенерации дефлегматор, а затем направляется во встроенный в буферную емкость теплообменник для нагрева, стекающим из испарителя регенерированным ТЭГ. Нагретый до 157°С насыщенный ТЭГ, по трубопроводу Ду80, поступает в выпарную колонну, где происходит удаление из него основной части поглощенной в процессе абсорбции воды.

Температурный режим выпарной колонны регулируется следующим образом: температура верха регулируется клапаном, установленным на байпасной линии подачи насыщенного раствора ТЭГ в дефлегматор выпарной колонны; температура низа колонны (в испарителе) регулируется клапаном, установленным на линии подачи топливного газа к горелке.

Предварительно обезвоженный ТЭГ накапливается в испарителе и по мере его переполнения, перетекает в отпарную колонну, где происходит окончательное доведение его концентрации до требуемых норм за счет продувки отпарным газом.

В качестве отпарного газа используется топливный газ с установки подготовки топливного газа высокого давления.

Регенерированный ТЭГ из отпарной колонны, стекает в межтрубное пространство встроенного в буферную емкость теплообменника, в котором отдает свое тепло насыщенному раствору ТЭГ, после чего, по трубопроводу Ду100, поступает на прием насосов высокого давления Р-2801-А/В/С. Расход регенерированного ТЭГ регулируется при помощи частного преобразователя. На выкиде насосов общий поток регенерированного триэтиленгликоля делится на два равных потока, каждый из которых, по трубопроводам Ду50, подается на доохлаждение в АВО регенерированного ТЭГ АС-2801-1,2 и с температурой 35 °С и давлением 4,50 МПа, по трубопроводам Ду80, подаются в колонны гликолевой осушки С-2801-1,2. Температура гликоля после АВО АС-2801-1,2, регулируется частотным преобразователем; расход регенерированного раствора

ТЭГ измеряется расходомером, установленным на линии подачи гликоля в абсорберы осушки С-2801-1,2.

Для восполнения потерь триэтиленгликоля предусмотрена подача свежего ТЭГа в буферную емкость блока регенерации триэтиленгликоля.

Уходящие с верха выпарной колонны пары с температурой 89 °С, по трубопроводу Ду200, поступают в АВО АС-2802, где охлаждаются и частично конденсируются. Газожидкостная смесь из АС-2802, по трубопроводу Ду300, отводится в рефлюксную емкость V-2801. Жидкость из рефлюксной емкости, по трубопроводу Ду50, позиционно сбрасывается в дренажную емкость установки осушки попутного нефтяного газа V-2802.

Отпарной газ из рефлюксной емкости V-2801 смешивается с отпарным газом из блока регенерации установки осушки подпиточного газа и с температурой 36°С и атмосферным давлением, по трубопроводу Ду200, поступает во входной фильтр-сепаратор FS-2802, узла утилизации отпарного газа. В фильтр-сепараторе FS-2802 отпарной газ очищается от унесенной жидкости, после чего, по трубопроводу Ду150, поступает на всас компрессоров С-2801-А/В/С. Давление газа на всасе компрессоров регулируется клапаном-регулятором установленным на линии рециркуляции скомпримированного и охлажденного газа. Жидкость, отделенная от газа, отводится из фильтр-сепаратора FS-2802 в дренажную емкость (V-2802) установки осушки попутного нефтяного газа. Углеводородный газ скомпримированный до давления 0,10 МПа с температурой 100 °С, по трубопроводу Ду100, поступает в аппарат воздушного охлаждения АС-2803, в котором охлаждается и частично конденсируется и с температурой 35 °С и давлением 0,09 МПа, по трубопроводу Ду100, поступает в фильтр-сепаратор FS-2803. Температура газа на выходе из АВО, регулируется с помощью частотного преобразователя. В фильтр-сепараторе FS-2803 углеводородный газ очищается от сконденсировавшейся жидкости, далее газ, с температурой 35 °С и давлением 0,09 МПа, по трубопроводу Ду100, направляется во входной сепаратор системы улавливания паров, или сбрасывается на факел низкого давления. Жидкость из

фильтр-сепаратора FS-2803, по трубопроводу Ду25, отводится через клапан, регулирующий в аппарате уровень, в систему утилизации.

Для снижения кислотности регенерированного раствора триэтиленгликоля и предотвращения вспенивания раствора ТЭГ в абсорбере, предусмотрена периодическая подача реагента контроля pH среды из емкости U-2804, насосом P-2804 и антивспенивателя из емкости U-2805, насосом P-2805 в испаритель блока регенерации U-2801.[10].

#### 4.4. Установка выделения природного газоконденсата

Установки выделения природного газоконденсата предназначена для отбензинивания (выделения углеводородов C<sub>3</sub>+) осушенного углеводородного газа. Установка выделения природного газоконденсата включает в свой состав следующее технологическое оборудование:

- теплообменники «ГАЗ/ГАЗ» E-2901-1,2;
- теплообменник «ГАЗ/КОНДЕНСАТ» E-2902-1;
- низкотемпературный сепаратор S-2901;
- пропановая холодильная установка.

Осушенный углеводородный газ (температура 31°C, давление 4,05 МПа), подаваемый, по трубопроводу Ду500, с установки осушки попутного нефтяного газа (система 28), разделяется на два потока и поступают на охлаждение: первый по трубопроводу Ду500 в установленные параллельно рекуперативные теплообменники E-2901-1,2 «ГАЗ/ГАЗ»; второй, по трубопроводу Ду250 в теплообменник E-2902-1 «ГАЗ/КОНДЕНСАТ». На выходе из теплообменников газовые потоки объединяются и с температурой минус 5°C и давлением 3,95 МПа, по трубопроводу Ду500 направляются на захлаживание в блок пропановых испарителей (E-2903-1,2). На входе в блок испарителей, газовый поток разделяется на два равных потока, которые по трубопроводам Ду400, поступают на вход в параллельно работающие пропановые испарители E-2903-1,2. В

пропановых испарителях за счет испарения жидкого пропана, поступающего с пропановой холодильной установки, происходит охлаждение газового потока и конденсация из него углеводородов C3+, далее газожидкостная смесь, с температурой минус 20 °С и давлением 3,87 МПа, по трубопроводу Ду500, поступает на разделение в низкотемпературный сепаратор S-2901.

Отбензиненный газ из S-2901, по трубопроводу Ду500, отводится в теплообменники E-2901-1,2, в которых предварительно захлаживает сырьевой газ; после теплообменников сухой отбензиненный газ, по трубопроводу Ду500, направляется в компрессорную станцию высокого давления (система 27) на вторую ступень компримирования.

Углеводородный конденсат отводится из низкотемпературного сепаратора S-2901 с температурой минус 20 °С и давлением 3,87 МПа, редуцируется до давления 1,92 МПа, в качестве редуцирующего устройства используется клапан, регулирующий уровень жидкости в аппарате, и с температурой минус 26 °С поступает в теплообменник E-2902-1 «ГАЗ/КОНДЕНСАТ». Регулирование уровня жидкости в сепараторе S-2901 осуществляется клапаном установленным на трубопроводе (Ду250) выхода конденсата.

В теплообменнике E-2902-1, нестабильный углеводородный конденсат предварительно захлаживает сырьевой газ, нагревается до температуры 5°С и, по трубопроводу Ду300, поступает на стабилизацию на установку переработки природного газоконденсата.

Пропановая холодильная установка (ПХУ) предназначена для охлаждения попутного нефтяного газа до температуры минус 20°С.

Пропан циркулирует в ПХУ по замкнутому контуру. Жидкий пропан с температурой минус 27°С, по трубопроводам Ду150, подается по уровню в нижнюю часть испарителей E2903-1,2, на трубном пучке которых происходит его испарение и перегрев до минус 25 °С. Далее газообразный пропан проходит сепарационную часть испарителей E2903-1,2 и поступает во всасывающие трубопроводы (Ду350) четырех винтовых компрессоров K2901-1,2,3,4 с

давлением 0,08 МПа. В К2901-1,2,3,4 газообразный пропан дожимается до давления 1,44 МПа, в результате чего происходит повышение его температуры до 70 °С.

Из К2901-1,2,3,4 пропан объединяется в общий поток, и через теплообменник возврата масла Е2909-4, подается, по трубопроводам Ду200, в параллельно работающие аппараты воздушного охлаждения (АВО). В АВО газообразный пропан, охлаждаясь до 44°С, конденсируется и в жидком состоянии, двумя потоками по трубопроводам Ду200, поступает в термосифонный ресивер V2902. Из V2902 предусмотрен отбор жидкого пропана для охлаждения масла компрессоров К2901-1,2,3,4 с последующим возвратом обратно в термосифонный ресивер. Газообразный пропан из V2902 направляется на охлаждение и конденсацию в АВО. Балансовая часть жидкого пропана из V2902, по трубопроводу Ду200, поступает в линейный ресивер V2901-1.

Из V-2901-1 жидкий пропан, по трубопроводу Ду250, направляется в трубное пространство экономайзера Е2904, где дополнительно захлаживается до 26 °С.

Перед экономайзером Е2904 происходит отбор части жидкого пропана с последующим редуцированием до давления 0,74 МПа, в результате чего он охлаждается до 20 °С и подается в межтрубное пространство экономайзера.

В межтрубном пространстве Е2904 происходит испарение жидкого пропана, который отводится во всасывающие линии К2901,2,3,4.

Охлажденный до 26°С жидкий пропан из трубного пространства Е-2904 редуцируется до давления 0,086 МПа в результате чего происходит его охлаждение до минус 27°С, после чего, по трубопроводам Ду150, поступает в межтрубное пространство Е2903-1,2, где испаряется.[10].

#### 4.5. Установка переработки природного газоконденсата.

Установка переработки природного газоконденсата (УППГК) предназначена для стабилизации газоконденсата, полученного на установке выделения природного газоконденсата (система 29), с получением стабильного газового бензина, газов стабилизации, и пропан-бутановой фракции.

УППГК состоит из следующего оборудования:

- дегазатор D-3001;
- теплообменник «конденсат-пары колонны E-3001;
- теплообменник «газ-жидкость» E-3002;
- колонна стабилизации C-3001;
- емкость рефлюксная V-3001;
- насосы рефлюкса P-3002-A/B;
- насосы циркуляции через печь P-3001-A/B;
- печь H-3001;
- АВО паров колонны AC-3001-A/B;
- АВО стабильного газового бензина AC-3002;
- емкость аварийно-дренажная V-3002 с полупогружным насосом P-3003;
- емкость дренажная для слива гликоля V-3003 с полупогружным насосом P-3004;

Газовый конденсат в виде парожидкостной смеси, по трубопроводу Ду300, поступает с установки выделения природного газового конденсата (система 29) с температурой 5°C и давлением 1,45 МПа направляется в блок дегазатора D-3001 для разделения на газовую и жидкостные составляющие.

Давление в дегазаторе D-3001 поддерживается регулирующим клапаном, установленным на трубопроводе (Ду150) выхода газов дегазации, уровень - клапаном на трубопроводе (Ду200) выхода конденсата. Газы дегазации из дегазатора D-3001 отводятся в блок теплообменника «газ-жидкость» E-3002, где нагреваются до 35°C внешним теплоносителем.

Температура на выходе из E-3002 регулируется клапаном, установленном на линии подвода теплоносителя (изменением расхода теплоносителя).

Нагретый до 35°C топливный газ редуцируется до давления 0,6 МПа и далее, по трубопроводу Ду200, направляется в топливную сеть низкого давления.

В качестве внешнего теплоносителя используется водный раствор ТЭГ концентрацией 58 % масс.

В период работы установки получения пропана (УПП) часть конденсата (в количестве 7000 кг/ч) из D-3001 с температурой 5 °С отбирается, и по трубопроводу Ду80, пропускается через дефлегматор колонны блока деэтанзации U-3101 УПП, создавая тем самым поток орошения.

Нагретый в дефлегматоре до 13°C конденсат возвращается на УППГК, где смешивается с общим потоком жидкости из D-3001. И далее совместным потоком, по трубопроводу Ду300, направляется в теплообменник «конденсат - пары колонны» E-3001, для нагрева до 6 °С за счет охлаждения паров, отводимых с верха ректификационной колонны C-3001.

Далее нагретый газовый конденсат в виде газоконденсатной смеси с выхода теплообменника «конденсат - пары колонны» E-3001 поступает, по трубопроводу Ду300, в качестве питания в среднюю часть колонны C-3001, где происходит ее разделение на стабильный газовый бензин, пропан-бутановую фракцию и газы стабилизации.

Тепло в куб колонны C-3001 подводится за счет циркуляции балансовой части горячего стабильного газового бензина (горячей струи) посредством блока насосов P-3001-A/B через вертикальную цилиндрическую печь H-3001.

Количество жидкости, перекачиваемой насосами P-3001-A/B, регулируется частотными преобразователями, установленными на электродвигателях насосов.

Температура верха колонны C-3001 поддерживается за счет системы орошения, состоящей из блока теплообменника «конденсат - пары колонны» E-3001, аппаратов воздушного охлаждения AC-3001-A/B, блока рефлюксной емкости V-3001 и блока насосов рефлюкса P-3002-A/B.

Температура верха С-3001 регулируется изменением количества подаваемого насосами Р-3002-А/В орошения при помощи частотных преобразователей, установленных на электродвигателях насосов.

Охлажденные до 35°С и частично сконденсированные пары колонны С-3001 с выхода аппаратов воздушного охлаждения АС-3001-А/В, по трубопроводу Ду250, направляются в рефлюксную емкость V-3001, где разделяются на газы деэтанзации и сконденсированную пропан-бутановую фракцию (ПБФ). Газы деэтанзации (по трубопроводу Ду100) рециркулируются на прием второй ступени компримирования КСНД.

Балансовая часть ПБФ из рефлюксной емкости V-3001 насосами Р-3002-А/В, по трубопроводу Ду150, подается на орошение верха колонны, а избыток отводится на установку утилизации пропан-бутановой фракции.

Давление в V-3001 поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода газов деэтанзации. Температура в рефлюксной емкости V-3001 регулируется изменением частоты вращения вентиляторов АС-3001-А/В при помощи частотных преобразователей, уровень - изменением частоты вращения электродвигателя насосов закачки пропан-бутановой фракции в пласт Р-3103-А/В.

Горячий стабильный газовый бензин из отсека сбора куба колонны С-3001 по уровню отводится по трубопроводу Ду150 на охлаждение в аппарат воздушного охлаждения АС-3002 и далее через узел измерения расхода, по трубопроводу Ду100, отводится с установки для последующей закачки в товарную нефть.

Уровень в кубе С-3001 поддерживается клапаном, установленном на линии выхода стабильного газового бензина.

Температура стабильного газового бензина на выходе с УППГК регулируется частотным преобразователем, установленном на электродвигателе АС-3002.

Для слива продуктов из аппаратов УППГК предусмотрены емкость аварийно-дренажная V-3002 с полупогружным насосом P-3003 и емкость дренажная для слива гликоля V-3003 с полупогружным насосом P-3004.[11].

#### 4.6. Установка осушки подпиточного газа

Установка предназначена для осушки природного газа, используемого в топливных сетях и является источником газа для установки подготовки топливного газа высокого давления (система 52). Установка осушки подпиточного газа включает в свой состав следующее технологическое оборудование:

- пробкоуловитель подпиточного газа V-0230;
- теплообменник подпиточного газа E-0225;
- абсорбер гликолевой осушки C-0201;
- фильтр-сепаратор осушенного газа FS-0201;
- дегазатор насыщенного раствора триэтиленгликоля D-0201;
- угольные фильтры F-0201-A/B;
- фильтры тонкой очистки F-0202-A/B;
- блок регенерации насыщенного раствора триэтиленгликоля U-0201;
- АВО паров регенерации AC-0202;
- рефлюксная емкость V-0201;
- насосы подачи регенерированного ТЭГ в абсорбер P-0201-A/B;
- АВО регенерированного ТЭГ AC-0201;
- емкость дренажная с погружным насосом V-0202;
- емкость хранения свежего ТЭГ V-0203;
- узел дозирования химреагентов:

Природный газ с давлением 3,90 МПа и температурой минус 28°С, по трубопроводу Ду300, поступает в пробкоуловитель подпиточного газа V-0230; на вход в пробкоуловитель V-0230 предусмотрена подача 10 % отбензиненного газа

(от общего расхода СОГ) с установки выделения природного газоконденсата (система 29), а так же углеводородного газа с выхода второй ступени компримирования компрессорной станции высокого давления; после чего, по трубопроводу Ду300, поступает в теплообменник подпиточного газа E-0225, в котором нагревается до температуры 25°C и с давлением 3,83 МПа, по трубопроводу Ду300, поступает в абсорбер гликолевой осушки С-0201. Жидкая фаза из пробкоуловителя V-0230, отводится по уровню в пробкоуловитель V-1010-1,2,3; клапан-регулятор уровня в пробкоуловителе установлен на трубопроводе (Ду50) отвода жидкости из аппарата.

Углеводородный газ поступает в сепарационную секцию абсорбера С-0201, предназначенную для улавливания водного и углеводородного конденсатов. Жидкость, отделенная от газа в процессе сепарации, накапливается в кубовой части абсорбера и, по трубопроводу Ду50, отводится через регулирующий клапан в дегазатор третьей ступени сепарации нефти V-2060-1/2/3.

Из сепарационной части, сырой газ, направляется в массообменную секцию абсорбера, где за счет контакта с регенерированным раствором ТЭГ, подаваемым в верхнюю часть массообменной секции, осушается до требуемой точки росы.

Осушенный газ из абсорбера по трубопроводу Ду300, поступает в фильтр-сепаратор, FS-0201, где происходит доулавливание уносимого ТЭГа, далее поток осушенного углеводородного газа, с температурой 25°C, давлением 3,82 МПа, по трубопроводу Ду300, направляется на установку подготовки газа высокого давления (система 52). Уловленная в фильтр-сепараторе FS-0201 жидкость (ТЭГ), по мере накопления в аппарате автоматически сбрасывается на вход дегазатора D-0201.

Поток насыщенного ТЭГ отводится, с полуглухой тарелки абсорбера С-0201, с температурой 25°C и давлением 3,83 МПа, по трубопроводу Ду50, в дегазатор насыщенного раствора ТЭГ D-0201, где освобождается от растворенных углеводородных газов за счет сброса давления с 3,83 МПа до 0,5 МПа. Уровень ТЭГа, на полуглухой тарелке, регулируется клапаном, установленным на

трубопроводе (Ду50) отвода насыщенного раствора триэтиленгликоля в дегазатор D-0201. Газы выветривания, по трубопроводу Ду25, сбрасываются из дегазатора D-0201 на факел низкого давления, через клапан, регулирующий давление в аппарате.

Уровень в дегазаторе D-0201 регулируется с помощью клапана, установленного на трубопроводе (Ду50) выхода разгазированного раствора триэтиленгликоля.

Часть потока дегазированного насыщенного раствора ТЭГ из D-0201 проходит через угольные фильтры F-0201-A/B, а другая часть - по байпасу. Расход насыщенного раствора ТЭГ в блок угольных фильтров F-0201-A/B, регулируется клапаном, установленным на байпасной линии.

Дегазированный насыщенный ТЭГ, из фильтров тонкой очистки F-0202-A/B, отводится в блок регенерации ТЭГа U-0201.

Насыщенный раствор ТЭГ, по трубопроводу Ду50, поступает сначала во встроенный в колонну регенерации дефлегматор, а затем направляется во встроенный в буферную емкость теплообменник для нагрева, стекающим из испарителя регенерированным ТЭГ. Нагретый до 157°C насыщенный ТЭГ, по трубопроводу Ду50, поступает в выпарную колонну, где происходит удаление из него основной части поглощенной в процессе абсорбции воды.

Температурный режим выпарной колонны регулируется следующим образом: температура верха регулируется клапаном, установленным на байпасной линии подачи насыщенного раствора ТЭГ в дефлегматор выпарной колонны; температура низа колонны (в испарителе) регулируется клапаном, установленным на линии подачи топливного газа к горелке.

Предварительно обезвоженный ТЭГ накапливается в испарителе и по мере его переполнения, перетекает в отпарную колонну, где происходит окончательное доведение его концентрации до требуемых норм за счет продувки отпарным газом.

В качестве отпарного газа используется топливный газ с установки подготовки топливного газа высокого давления (система 52).

Регенерированный ТЭГ из отпарной колонны, стекает в межтрубное пространство встроенного в буферную емкость теплообменника, в котором отдает свое тепло насыщенному раствору ТЭГ, после чего, с температурой 86°C и давлением 0,02 МПа по трубопроводу Ду50, поступает на прием насосов, Р-0201-А/В, подачи регенерированного раствора ТЭГ в абсорбер С-0201. Расход регенерированного ТЭГ регулируется при помощи частного преобразователя. С выкида насосов Р-0201-А/В поток регенерированного триэтиленгликоля, по трубопроводу Ду50, поступает в АВО регенерированного ТЭГ АС-0201, в котором доохлаждается и с температурой 35°C и давлением 4,50 МПа, по трубопроводу Ду50, подается в абсорбер осушки С-0201. Расход регенерированного раствора ТЭГ измеряется расходомером, установленным на линии подачи гликоля в абсорберы осушки.

Для восполнения потерь триэтиленгликоля предусмотрена подача свежего ТЭГа, из емкости хранения свежего ТЭГ V-0203, в буферную емкость блока регенерации.

Уходящие, с верха выпарной колонны пары с температурой 94°C и давлением 0,01 МПа, по трубопроводу Ду80, поступают в АВО АС-0202, где охлаждаются и частично конденсируются. Газожидкостная смесь из АС-0202, по трубопроводу Ду150, отводятся в рефлюксную емкость V-0201. Жидкость из рефлюксной емкости сбрасывается в дренажную емкость установки осушки подпиточного газа (V-0202).

Отпарной газ из рефлюксной емкости V-0201, с температурой 35°C и давлением 0,01 МПа, по трубопроводу Ду80, поступает в узел утилизации отпарного газа установки осушки попутного нефтяного газа (система 28).

Для снижения кислотности регенерированного раствора триэтиленгликоля и предотвращения вспенивания раствора ТЭГ в абсорбере, предусмотрена периодическая подача: реагента контроля рН среды из емкости V-0204, насосом

P-0204 и антивспенивателя из емкости V-0205, насосом P-0205 в испаритель блока регенерации U-0201.

На установку осушки подпиточного газа предусмотрена подача попутного нефтяного газа с первой ступени компримирования компрессорной станции высокого давления (система 27).[11]/

#### 4.7. Установка подготовки топливного газа высокого давления

Установка подготовки газа высокого давления, предназначена для подготовки углеводородного газа перед его подачей в топливные сети.

Технологическое оборудование установки подготовки топливного газа высокого давления:

- входной сепаратор осушенного газа S-5201-A/B;
- фильтр-сепаратор FS-5201-A/B;
- теплообменник подогрева топливного газа E-5201-A,B;
- блоки редуцирования AU-5201, AU-5201-1, AU-5201-2.

Углеводородный газ поступает на установку подготовки топливного газа высокого давления (УПГ) с установки осушки подпиточного газа, по трубопроводу Ду300. Кроме того, на УПГГ предусмотрена подача (по отдельному трубопроводу Ду300) газа с временной установки подготовки газа или установки выделения природного газоконденсата.

Газ поступает на УПГГ по одному из двух трубопроводов Ду300 через регулирующие клапаны, на которых давление потоков дросселируется до 2,90 МПа. После клапанных сборок газ поступает в сепаратор топливного газа S-5201-A/B, который работает при температуре 22°C и давлении 2,90 МПа. Далее отсепарированный газ, по трубопроводу Ду300, поступает в фильтр-сепаратор FS-5201-A/B. Уловленная в сепараторах и фильтр-сепараторах жидкость, по мере накопления в аппаратах автоматически, по уровню, по трубопроводу Ду50 отводится в дегазаторы V-2060-1/2/3.

Подготовленный таким образом газ с давлением 2,90 МПа и температурой 22°C, по трубопроводу Ду300, поступает в трубное пространство теплообменника подогрева топливного газа E-5201-A/B, где нагревается до температуры 40°C за счет подачи в межтрубное пространство горячего теплоносителя - водного раствора этиленгликоля. Подогретый газ, из теплообменника E-5201-A/B, по трубопроводу Ду300 поступает в параллельно работающие блоки редуцирования (AU-5201, AU-5201-1, AU-5201-2).

Угледородный газ с давлением 2,84 МПа поступает по трубопроводу Ду50, в блок редуцирования AU-5201, в котором происходит снижение давления потока газа до 0,60 МПа, после чего газ по трубопроводу Ду80 поступает в блоки огневой регенерации триэтиленгликоля.

Газ по трубопроводу Ду150 с давлением 2,84 МПа поступает в блок редуцирования AU-5201-1, в котором давление потока газа снижается до давления 0,60 МПа. На выходе из блока редуцирования поток газа делится на три потока: первый поток по трубопроводу Ду250 направляется к приводам компрессоров, в качестве топливного газа. Второй поток, по трубопроводу Ду50, с давлением 0,60 МПа и температурой 31 ° С направляется к запальным горелкам факелов. Третий поток по трубопроводу Ду50 через блок редуцирования, на котором происходит снижение давления потока газа с 0,60 МПа до 0,10 МПа, направляется в факельные коллекторы в качестве продувочного газа.

В блок редуцирования AU-5201-2, угледородный газ поступает с давлением 2,84 МПа по трубопроводу Ду300, редуцируется до давления 2,40 МПа и по трубопроводу Ду300 отводится на ГТЭС, или в качестве подпиточного газа на БРГ-1, БРГ-2.[10]/

#### 4.8. Установка подготовки газа (УПГ) с блоками редуцирования газа (БРГ-1, БРГ-2)

УПГ предназначена для подготовки (осушки методом низкотемпературной сепарации с впрыском ингибитора гидратообразования) природного газа, редуцирования газа до требуемых параметров. В БРГ-1, БРГ-2 происходит окончательное редуцирование газа до давлений необходимых потребителям газа.

УПГ состоит из следующего оборудования:

- входной сепаратор С-1/1,2;
- низкотемпературный сепаратор С-2/1,2;
- подогреватель газа П-1,2
- емкость сбора конденсата ЕК;
- емкость сбора метанольной воды Р;
- узлы редуцирования;

Блок редуцирования газа БРГ-1 состоит из следующего оборудования:

- фильтр-сепаратор ФС-1,2;
- емкость дренажная Е1;
- теплообменник Т;
- узлы редуцирования;

Блок редуцирования газа БРГ-2 состоит из следующего оборудования:

- фильтр-сепаратор ФС-1,2;
- емкость дренажная Е1;
- теплообменник Т;
- узлы редуцирования;
- емкость расходная одоранта;
- контейнер для транспортировки и хранения одоранта СПМ;
- узел одорирования.

Газ, поступающий от куста 14-ых скважин (14, 14а - 14г), смешивается с метанолом, проходит узлы редуцирования и замера, объединяется в единый поток и с давлением 7,00 МПа, температурой минус 5 до плюс.2°С по трубопроводу

Ду200 поступает во входной сепаратор С-1/1,2 УПГ, в которых очищается от жидкой фазы (метанол и вода).

На выходе из сепаратора С-1/1,2 очищенный от жидкости газ, смешивается с ингибитором гидратообразования - метанолом, проходит узел редуцирования, и с давлением 5,00 МПа и температурой минус 15°C, по трубопроводу Ду200, поступает в сепаратор С-2/1,2, в котором газожидкостный поток очищается от жидкой фазы. Из сепаратора С-2/1,2 газ, по трубопроводу Ду200, направляется в подогреватели П-1, П-2. Из подогревателей поток нагретого газа с температурой 35 - 40°C делится на два потока. Один поток, по трубопроводу Ду300, с температурой 30°C и давлением 4,25 МПа направляется на установку осушки подпиточного газа (система 02) или на установку подготовки топливного газа, а второй, редуцируясь до давления 2,9 МПа, поступает по трубопроводу Ду200, в блоки редуцирования газа (БРГ-1, БРГ-2).

Жидкая фаза из сепараторов С-1/1,2 и С-2/1,2 отводится по уровню через клапан в емкость конденсата (ЕК), откуда откачивается в емкость сбора метанольной воды (Р), так же предусмотрен отвод жидкости из сепараторов непосредственно в емкость сбора метанольной воды.

В качестве топлива в подогревателях П-1, П-2, используется часть потока газа поступающего на нагрев.

Газовый поток с давлением 2,9 МПа и температурой 15 и 20 °С разделяется на два потока.

Один поток поступает на БРГ-1, по трубопроводу Ду200.

Второй - на БРГ-2 по трубопроводу Ду200. Перед БРГ-2, предусмотрен отбор газа на ГТЭС.

В блоках редуцирования БРГ-1, БРГ-2, потоки газа последовательно проходят фильтр-сепараторы ФС-1,2 подогреваются в теплообменниках и через блоки редуцирования и замера газ направляется потребителям.

С блока редуцирования (БРГ-1) газ направляется на комплекс утилизации отходов (по трубопроводу Ду100), ПАЭС (по трубопроводу Ду200).

С блока редуцирования (БРГ-2) газ направляется на: УПН ВН-9 (по трубопроводу Ду80), УПДТ (по трубопроводу Ду80), ОБП (трубопровод Ду80). Газ, поступающий на ОБП, предварительно подвергается одорированию.

Капельная жидкость, собирающаяся в фильтр-сепараторах ФС-1,2 блоков редуцирования БРГ-1, БРГ-2 отводится в дренажные емкости Е-1. Из емкостей Е-1, жидкость выводится в емкость сбора конденсата.[10].

#### 4.9. Система улавливания паров

Система улавливания паров предназначена для отвода паров от дыхательных клапанов резервуаров хранения нефти с их последующем дожатием для рециркуляции на прием первой ступени КСНД.

Система улавливания паров состоит из следующего оборудования:

- каплеотбойник V-4420;
- нагнетатель уловленных паров К-4410-А/В;
- охладитель Е-4430.

Пары от резервуаров собираются в общий коллектор и по трубопроводу Ду1000, поступают в каплеотбойник V-4420.

Также предусмотрена возможность подачи отпарного газа с установок осушки газа (систем 02 и 28) во входной трубопровод перед V-4420. Расход паров от резервуаров варьируется в диапазоне от 0 до 35500 кг/ч.

Пройдя каплеотбойник V-4420 газы с атмосферным давлением и температурой 5.- 33°C поступают, по трубопроводу Ду1000, на прием нагнетателя К-4410-А/В

В К-4410-А/В газы дожимаются до давления 0,119 МПа, в результате чего происходит повышение их температуры до 73. .83°C.

Скомпримированные газы поступают в охладитель Е-4430, где охлаждаются до  $35^{\circ}\text{C}$ , после чего направляются на прием первой ступени КСНД.[11].

#### 4.10. Система заправки СУГ

Система заправки СУГ (сжиженным пропаном), предназначена для подпитки жидким пропаном холодильной установки и заправки пропана в баллоны для собственных нужд.

Система заправки СУГ состоит из следующего технологического оборудования:

- сосуд горизонтальный цилиндрический для сжиженного пропана (емкость сжиженного пропана) V44001 А/В-00;
- емкость для слива остатков V44002-00;
- газосепаратор S-44001-00;
- блок насосно-арматурный P-44001-31;
- дозатор наполнения баллонов X44001-32;
- стенд слива остатков сжиженного газа из баллонов X44001-33.

Жидкий пропан с установки утилизации пропан-бутановой фракции (УУПБФ) с температурой 35°С и давлением 1,63 - 1,60 МПа, по трубопроводу Ду25, поступает в емкость сжиженного пропана V44001А/В-00; на входе жидкого пропана, в систему заправки СУГ, предусмотрен ввод одоранта в поток пропана. Давление в емкостях сжиженного пропана V44001А/В-00 поддерживается клапаном регулятором установленным на трубопроводе (Ду25) сброса газообразного пропана из емкостей в газосепаратор S44001-00; предусмотрена возможность отвода газообразного пропана из емкостей V44001 А/В-00 в стенд слива остатков сжиженного пропана из баллонов X44001-33. Пары пропана из емкостей V44001А/В-00 объединяются в один поток и по трубопроводу Ду25, через регулирующий клапан, отводятся в стенд слива остатков сжиженного газа из баллонов X44001-33.

Жидкий пропан из емкостей V44001А/В-00 с температурой минус 60...35°С и давлением 1,60 МПа, по трубопроводу Ду50, направляется в блок насосно-арматурный P44001-31, на входе в блок предусмотрена возможность отвода, по трубопроводу Ду50, части пропана для подпитки ПХУ (система 29). С выкида

насоса Р44001-31, по трубопроводу Ду50, жидкий пропан с температурой минус 60...35°С и давлением 1,60 МПа, поступает в дозатор наполнения баллонов (Д1Э) Х44001-32. Из дозатора наполнения баллонов сжиженный пропан раздается потребителям. Расход сжиженного пропана в дозатор наполнения баллонов регулируется перепуском части пропана с выкида насоса из насосно-арматурного блока Р44001-31 на вход в емкость хранения пропана V44001 А/В-00.

Дренаж с аппаратов и трубопроводов системы заправки СУГ осуществляется в емкость слива остатков V44002-00, газообразный пропан из емкости слива остатков V44002-00, направляется в газосепаратор S44001-00, жидкость из емкости слива остатков дренируется в передвижную тару.

Пары пропана, с давлением 1,60 - 0,01 МПа и температурой минус 60...35°С, из емкостей сжиженного пропана V44001А/В-00, из стенда слива остатков сжиженного газа из баллонов Х44001-33 по трубопроводу Ду25, емкости слива остатков V-44002-00, по трубопроводу Ду50, и из трубопроводов системы заправки СУГ направляется в газосепаратор S44001-00. В газосепараторе S44001-00 происходит очистка газообразного пропана от унесенной жидкости. Газообразный пропан из газосепаратора S44001-00 сбрасывается в холодный коллектор факела высокого давления, жидкость, из газосепаратора S44001-00, дренируется в передвижную тару.[10].

#### 4.11 Узел редуцирования газа

Узел редуцирования газа предназначен для дросселирования газа, поступающего от системы поддержания пластового давления (ППД) и разделения его на два потока – один направляется на УПГ-2 для отбензинивания, второй направляется на установку осушки подпиточного газа. Производительность узла редуцирования составляет 1,3 млрд.ст.м<sup>3</sup>/год. Газ с давлением 28÷32 МПа и температурой 50÷70°С от системы поддержания пластового давления поступает

на узел редуцирования газа, где дросселируется до давления 12,5 МПа и разделяется на две нитки.

Газ 1-й нитки с давлением 12,5 МПа и температурой  $20 \div 45^{\circ}\text{C}$  направляется на вход сепаратора S-301 турбодетандерного агрегата площадки УПГ-2. При повышении давления в трубопроводе до 14 МПа срабатывает предупредительная сигнализация. От датчика 25PIRCA005 осуществляется регулирование давления в трубопроводе регулирующим клапаном 25PCV002.

Газ 2-й нитки дросселируется до давления 4,0 МПа регулирующим клапаном 25PCV003 (до и после клапана 25PCV003 установлены ручные краны BV25014 и BV25015; на байпасе клапана установлен ручной клапан 25HV003) и поступает в блок сепаратора редуцирования V25001 для отделения широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) выпавших вследствие дроссель-эффекта. После сепарации газ 2-й нитки с давлением 4,0 МПа и температурой "минус"16  $\div$  «плюс» 10 $^{\circ}\text{C}$  направляется к трубопроводу перед пробкоуловителем V-0230 установки осушки подпиточного газа площадки УПГ-1.

ШФЛУ из блока сепаратора редуцирования поступает трубопроводом Ду 50 с давлением 4,0 МПа и температурой "минус"16  $\div$  «плюс»10  $^{\circ}\text{C}$  на площадку УПГ-2 к трубопроводу блока дегазатора конденсата D-301. За пределами здания на трубопроводе установлен электроприводной кран BV25004.

Для учета и возможности подведения материального баланса установки на входящих, выходящих трубопроводах газа, и на трубопроводе отвода ШФЛУ из блока сепаратора редуцирования V25001 предусматриваются расходомеры.

Для лабораторного контроля на трубопроводе выхода газа из блока сепаратора редуцирования V25001 устанавливается пост отбора проб SC01. Защита оборудования и трубопроводов узла редуцирования газа от превышения давления осуществляется предохранительными клапанами. Блоки предохранительных клапанов устанавливаются на трубопроводе газа на площадку УПГ-2 (1 нитка) 25ПК-1 и на блоке сепаратора редуцирования V25001 (2 нитка) 25БПК4. Сбросы газа трубопровода 1 нитки предусматривается на свечу,

рассеивания площадки УПГ-2, а с блока сепаратора редуцирования V25001 (2 нитка) направляется в факельный коллектор низкого давления.

Дренаж от блока сепаратора редуцирования V25001 направляется в подземную дренажную емкость T24001, откуда полупогружным насосом P24001 подается в автоцистерну и вывозится для утилизации.[11].

## 5. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ УВЕЛИЧЕНИЯ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ

Для поддержания текущего уровня использования ПНГ и возможности его увеличения необходимо провести анализ вариантов достижения вышеуказанных целей.

Рассмотрим возможность увеличения использования ПНГ по направлению увеличения его сдачи в ЕСГ ПАО «Газпром».

Газокомпрессорная станция высокого давления (ГКС ВД 3 очередь) входит в состав центрального пункта сбора (ЦПС) Ванкорского месторождения и предназначена для подачи газа в ГТС ОАО «Лукойл».

Качество сдаваемого газа на выходе с СИККГ должно соответствовать СТО Газпром 089-2010. Настоящий стандарт устанавливает требования к ГПП, поставляемому и транспортируемому по магистральным газопроводам единой системы газоснабжения. В таблице 5.1 представлены требования СТО Газпром по ТТР<sub>в</sub> и ТТР<sub>ув</sub>.

Таблица 5.1.- Требования СТО Газпром 089-2010 по ТТР<sub>в</sub> и ТТР<sub>ув</sub> [14].

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше: <ul style="list-style-type: none"> <li>• зимний период</li> <li>• летний период</li> </ul>	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
Температура точки росы по углеводородам (ТТР <sub>ув</sub> ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: <ul style="list-style-type: none"> <li>• зимний период</li> <li>• летний период</li> </ul>	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0

Сырьем компрессорного цеха является газ, представляющий собой смесь природного и попутного газов. Рассмотрим составы природного, попутного газов, на основании которых произведены расчеты рабочих элементов оборудования, предназначенного для подготовки нужного качества газа с целью сдачи в газотранспортную сеть. По проектным данным ПНГ должен быть более насыщен тяжелыми углеводородами и содержание метана в нем от 87 % до 91%.

Результаты испытаний технологических проб газа после пуска объектов в 2014 году по цеху компримирования газа показали, что фактический попутный газ легче проектного и содержание метана колеблется в пределах от 94,5% до 95%. Данные испытаний представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2. - Результаты испытаний технологических проб газа

Точка отбора	Дата отбора	Условия отбора	Определяемые показатели							
			Компонентный состав газа							
			Гелий	Водород	Кислород	Двуокись углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан
% мол	% мол	% мол	% мол	% мол	% мол	% мол	% мол			
Коллектор газа на 1-ю, 2-ю ступень компримирования (КЦ№1,2), 3 очередь	27.04.2015	T = 25,0 °C P = 1,80 МПа	0,092	0,0012	менее 0,005	0,23	0,467	94,76	1,82	1,27

Изменение состава попутного нефтяного газа повлекло за собой отсутствие возможности загрузки оборудования до максимально возможных параметров, заложенных проектом. Оборудование, предназначенное для компримирования и подготовки ПНГ к сдаче в магистральный газопровод, работает в номинальном режиме, однако не может выйти на максимальные заложенные проектные параметры. Компенсация необходимых объемов для сдачи газа проводится за счет подачи природного газа с комплекса сепарации природного газа КСПГ через общестанционный байпас.

По состоянию на 25 февраля 2016 года, фактические показатели по объемам подготавливаемого ПНГ:

- расход газа от ГКС ВД-3 очередь – 587 тыс. м<sup>3</sup>/ч.;
- расход газа от УРГ ГКС ВД-3 - 58 тыс. м<sup>3</sup>/ч.;

- общий расход ПНГ – 643 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

## 6. ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПРОБЛЕМЫ

Для решения вопроса по достижению максимальных объемов сдачи ПНГ в ЕСГ ПАО «Газпром» был проведен анализ текущих режимов работы оборудования и рассмотрены варианты решения поставленной задачи. Рассматривались два основных варианта:

- вариант модернизации ГКА на ГКС ВД 3 очередь и МТДА на УПГ-2 под фактический состав попутного нефтяного газа. Данный вариант необходимо рассматривать с учетом подключения месторождений Ванкорского кластера и получения фактических составов газа с данных месторождений.

- вариант байпасирования части ПНГ в обход установки отбензинивания газа, т.е. подача газа со входа в компрессор на выход турбины МТДА, минуя практически всю систему отбензинивания.

Вариант модернизации оборудования в настоящий момент не рассматривается ввиду отсутствия фактических составов газа подключаемых месторождений Ванкорского кластера. А так же ввиду значительных сроков для его реализации.

Менее затратным и реализуемым в короткие сроки на данный момент является второй вариант. Опираясь на фактические составы попутного нефтяного газа, можно сделать вывод, что часть ПНГ возможно направить для сдачи в магистральный газопровод, минуя УОиОГ. При этом объем пропускаемого через байпас газа с положительной температурой, не ухудшит параметры газа на выходе с УПГ-2.

Предложенный способ был закреплен практически. В ходе проведения мероприятия по байпасированию МТДА, в качестве планируемого байпаса была задействована существующая технологическая линия, предназначенная для запуска и аварийного останова турбодетандерного агрегата. На рисунке 6.1 показана линия перетока ПНГ с входа в компрессорную часть на выход с турбины.



Рисунок 6.1. - Линия перетока ПНГ с входа в компрессорную часть на выход с турбины.

Целью данных мероприятий являлось увеличение процента использования ПНГ, за счет увеличения сдачи в МГ. В таблице 6.1 представлены сравнительные данные по  $TTR_{в}$  и  $TTR_{ув}$  до начала проведения мероприятия и в момент его выполнения.

Таблица 6.1 - Сравнительные данные по  $TTR_{\text{в}}$  и  $TTR_{\text{ув}}$

Наименование показателя	Значение параметров	
	до мероприятий	в период проведения мероприятий
Температура точки росы по воде ( $TTR_{\text{в}}$ ):	-34,88	-31,55
Температура точки росы по углеводородам ( $TTR_{\text{ув}}$ ):	-16,54	-14,52

Проведенные мероприятия показали, что сдача ПНГ в магистральный газопровод увеличилась в среднем на 20 тыс. м<sup>3</sup>/час. При этом было принято решение, что достаточно использовать байпас диаметром 100 мм.

На рисунке 6.2 представлена схема расположения линии с запорно-регулирующим клапаном КР101, которая использовалась при выполнении мероприятия.

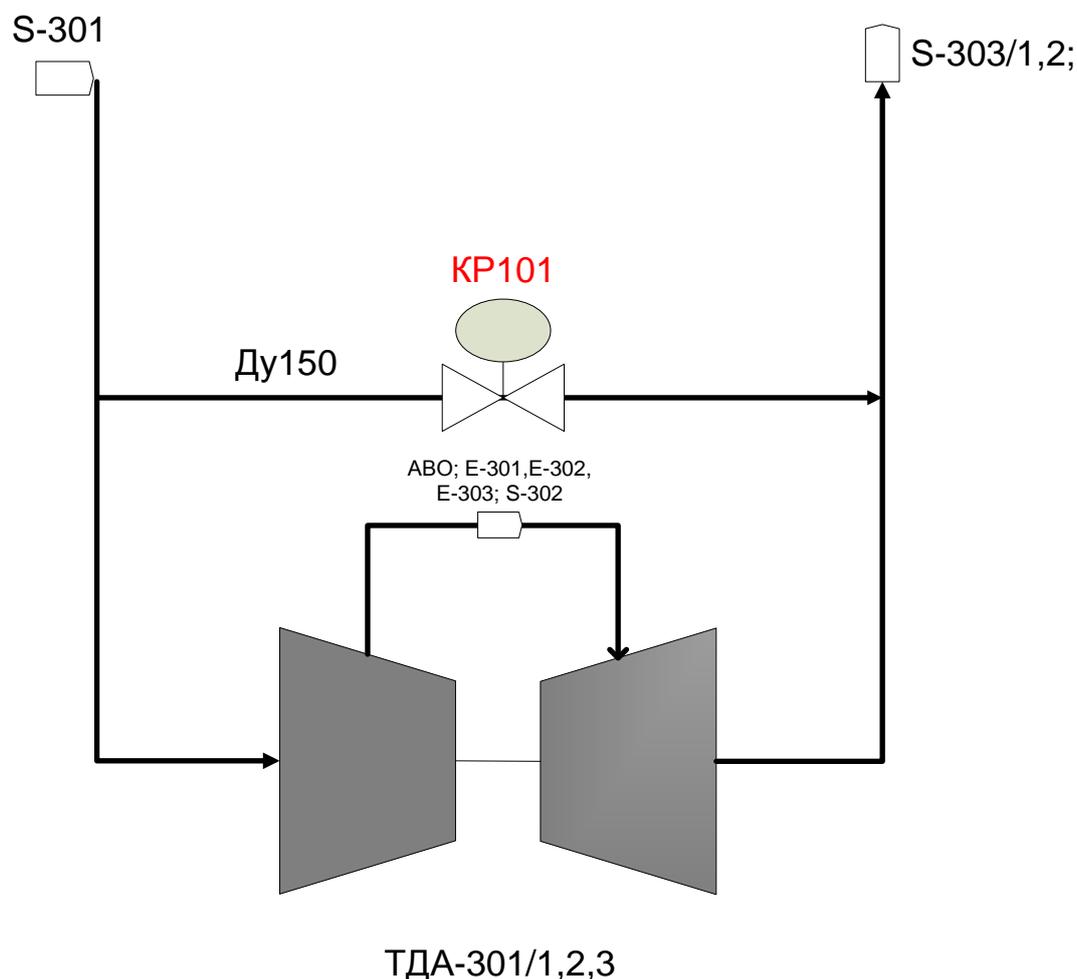


Рисунок 6.2. - Схема расположения линии с запорно-регулирующим клапаном  
 КР101

Практическим путем выяснилось, что есть возможность перепустить осушенный ПНГ помимо турбодетандерного агрегата не нарушив обязательство по качеству сдаваемого газа в ЕСГ ПАО «Газпром» и обойтись минимальными затратами на конструкцию байпаса. Однако при этом необходимо учитывать, что использование данной перемычки имеет сезонный характер, т.е. в летний период, при повышенных температурах аппараты воздушного охлаждения не справляются с охлаждением газа, ввиду того что воздух для охлаждения имеет температуру окружающей среды.

Ниже в таблице 6.2 представлен расчет затрат компании на материалы для обустройства необходимого оборудования, в таблице 6.3 приведен расчёт

эффективности проекта методом дисконтированных денежных потоков и на рисунке 6.4 представлена динамика чистой приведенной стоимости.

Таблица 6.2. – Расчет затрат на оборудование байпаса.

Наименование материала	Ед. изм.	Необходимое количество	Стоимость, руб.
Труба стальная бесшовная, для обустройства газовых венторуждений 114x10, сталь 09Г2С	кг	60	4489,5
Отвод крутоизогнутый 90° 114x5-09Г2С	шт.	2	1423,64
Фланец 426x10-114x6-09Г2С	шт.	2	55821,59
АВТОМАТ 510-2 УХЛ(1) 100x16 с электроприводом АУМА	шт.	1	746775,39

Общая стоимость байпаса составляет – 808510,12 рублей.



## 7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Туруханский район является муниципальным районом Красноярского края, расположен по левому и правому берегам реки Енисей. Почти вся территория района находится севернее 60-й широты. На севере район граничит с Таймыром, на востоке — с Эвенкией, на западе — с Тюменской областью и на юге — с Енисейским районом. Площадь территории района составляет 193,8 тыс. кв. км, а протяженность района с севера на юг составляет около 800 км.

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора технологических установок на Ванкорском нефтегазовом месторождении Туруханского района Красноярского края.

Местом работы оператора технологических установок является кустовая площадка промысла на открытом воздухе.

Выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы:

- 1) тяжелые метеоусловия;
- 2) повышенная загазованность (углеводородные газы, CO<sub>2</sub>);
- 3) травмы в процессе работы;
- 4) укусы насекомых;
- 5) производственный шум;
- 6) высокое давление;
- 7) поражение электрическим током;

### 7.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Метеоусловия на рабочих местах, их особенности.

Условия труда на нефтяных промыслах Восточной Сибири имеют свои особенности в связи с суровыми климатическими условиями.

Природно-климатические условия района расположения Ванкорского месторождения характеризуются предельно высокими значениями всех показателей суровости климата. Климат района арктический. Зимой морозы достигают  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а летом температура повышается до  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Глубина промерзания почвы колеблется в пределах  $0,5\text{—}1,40\text{ мм}$ . Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температуры воздуха. Многолетняя средняя годовая температура воздуха имеет отрицательное значение ( $-4.0^{\circ} \div -5.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), а годовые амплитуды температур – составляют до  $80^{\circ}\text{C}$ . В зимний период территорию охватывает мощный Азиатский антициклон. В нем происходит формирование очень холодного воздуха, устанавливается ясная сухая погода, способствующая сильному охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. Особенно сильное выхолаживание происходит в долинах рек и котловинах, куда стекает холодный воздух, и зимние температуры достигают исключительно низких значений

Метеорологические условия на нефтяном и газовом производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт/м}^2$ ) и тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Максимально допустимая температура воздуха на открытом пространстве при проведении любого вида работ  $38^{\circ}\text{C}$ , минимально допустимая  $-35^{\circ}\text{C}$ , максимально допустимая скорость движения воздуха  $30\text{ м/с}$ .

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.[12]/

Нормы метеоусловий на производстве регламентирует ГОСТ ССБТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей

зоны» и СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Одним из вредных факторов для оператора технологических установок являются повреждения в результате контакта с насекомыми.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

Наряду со всеми вышеперечисленными опасностями для работы оператора стоит повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК  $\text{H}_2\text{S}$  -  $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$  по ГОСТ 12.1.005 - 88. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, которые регламентируются государством.[13]

Стоит уделить особое внимание вопросам, связанным с превышением уровней шума и вибрации, так как при работе по подготовке газа используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, МТДА и др.

Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечно-сосудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни.

Для того чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

- 1.подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка);
- 2.изменение в конструкции;
- 3.использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-90 представлены в таблице 7.1, уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-83\* в таблице 7.2.

Таблица 7.1 - Уровни вибраций

Виды вибраций	Направление по которому нормируется вибрация	среднеквадратичные значения виброскорости, м/с $\square$ 10-							
		2							
		уровни вибрации, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		1	2	4	8	16	31,5	63	125
Технологические на постоянных рабочих местах	Вертикальная (на оси) или горизонтальная (по осям)	-	,3 108	0,45 99	22 93	,2 92	,2 92	2 92	-

Таблица 7.2 - Шум на рабочих местах

Характеристика помещений	Уровень звукового давления, дБ в средне-геометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент-ные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные работы, рабочие зоны и места в производственных помещениях и территории предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

## 7.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

### Механическое травмирование

Основными опасными факторами на нефтяном производстве являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- 1) проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- 2) плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- 3) проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и

анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На промышленных площадках каждого пункта Ванкорского месторождения размещены резервуарные парки хранения нефти и газового конденсата для обеспечения автономного режима работы в течение 6 мес., насосные установки, противопожарные посты на 2 машины, и др. объекты обслуживания.

На объекте соблюдается противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

### 7.3 Электробезопасность.

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды месторождения по

обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 - категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры:

- 1) основная изоляция токоведущих частей;
- 2) ограждения и оболочки;
- 3) установка барьеров;
- 4) размещение вне зоны досягаемости;
- 5) применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [7]

## 7.4 Экологическая безопасность

### Необходимые меры по охране окружающей среды

Анализ технологического риска и разработка мер по предотвращению технологических аварий напрямую связаны с вопросами охраны недр, в тоже время эти вопросы пересекаются с охраной поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, почвенного покрова и биологических ресурсов, которые рассматриваются ниже в соответствующих разделах.

### Меры по охране водных ресурсов

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроль швов сварных соединений трубопроводов.

Меры по охране атмосферного воздуха и снижения вредных физических воздействий

Для соблюдения требований к качеству атмосферного воздуха в период хозяйственной деятельности добычное предприятие обеспечивается установленными нормативами предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу.

В ходе прогноза воздействия на атмосферный воздух будут проведены оценки загрязнения в районе добычи не только при работе в штатном режиме, но и при осложнениях и аварийных ситуациях.

Основные вредные ЗВ, выбрасываемые в атмосферу, идентифицируются по классу опасности. На основании расчета приземных концентраций вредных ЗВ обосновываются ПДВ для каждого из веществ. На этом основании определяется размер санитарно-защитной зоны. Временный жилой вахтовый поселок выносится за ее пределы. Для обеспечения поддержания загрязнения атмосферного воздуха в пределах ПДК будет разработана система мероприятий по соблюдению утвержденных нормативов ПДВ.

#### Мониторинг качества природной среды

Для регулярного контроля состояния среды на участке предусматривается экологическое сопровождение проекта силами специализированных экологических организаций, выбираемых на основе тендерных процедур.

Нефтяная компания уделяет большое внимание проведению экологического мониторинга. В составе Компании сформирована группа специалистов, ответственных за осуществление комплекса природоохранных мероприятий и организацию производственного экологического контроля на объектах Компании, которая в том числе осуществляет контроль деятельности подрядных организаций.

Предусмотренные мероприятия составлены в соответствии с действующей нормативно-правовой базой в области охраны окружающей среды и направлены, прежде всего, на минимизацию техногенной нагрузки при работе в штатном режиме. А в случае возникновения внештатных ситуаций – на максимально быструю ликвидацию их последствий.

## 7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- 1) Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ ); метели и снежные заносы.
- 2) Техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В связи с возможной ЧС необходимым условием реализации проекта является подготовка и осуществление программы обеспечения необходимого медицинского обслуживания персонала и его экстренной медицинской эвакуации в случае необходимости. Воздействие на здоровье населения прилегающих территорий и его безопасность. В зоне реализации проекта постоянные жилые поселки отсутствуют, поэтому ни в период строительства, ни в период эксплуатации объектов нефтепровода население ближайших населённых пунктов никакого негативного шумового, вибрационного и иного воздействия испытывать не будет. По этой же причине возможные аварийные ситуации на нефтепроводе не могут оказать негативного влияния на условия проживания людей.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- 1) сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- 2) перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- 3) закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- 4) дождаться бригаду линейно-эксплуатационной службы

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают общетоксическое,

раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни.

В каждой отрасли промышленности имеются свои источники загрязнения, которые представляют некоторую опасность для жизнедеятельности людей. В нефтяной промышленности таковыми являются сырая нефть, двуокись углерода, сероводород, сернистый ангидрид, детергенты, природный газ, бензин, предельные углеводороды, окись углерода. Краткая характеристика каждого из этих веществ:

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека.

Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %.

Сернистый ангидрид-это бесцветный газ с острым запахом, который раздражает дыхательные пути с образованием на их поверхности серной кислоты. Предельно допустимая концентрация (ПДК) его в воздухе составляет  $10\text{мг/м}^3$ . При концентрации  $120\text{мг/м}^3$  у людей появляется одышка, а при  $300\text{мг/м}^3$  - расстройства сознания.

Детергенты, к которым относятся ПАВы вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более  $500\text{мг/м}^3$ .

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Бензин поступает в организм человека главным образом через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы. Здесь следует отметить, что отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-

0,01 мг/м<sup>3</sup>. Если концентрация составляет 0,04 мг/м<sup>3</sup>, то смерть человека наступает мгновенно.

Оксид углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м<sup>3</sup>. Здесь при концентрации 1800 мг/м<sup>3</sup> может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м<sup>3</sup> - смерть.

В ОАО «НК «Роснефть» планирование и осуществление деятельности по соблюдению правил пожарной охраны, промышленной безопасности, охраны труда и здоровья персонала возложено на Департамент производственной безопасности и охраны труда. В рамках этой деятельности проводится ежегодная аттестация рабочих мест на всех опасных производственных объектах, обучение рабочих производственной безопасности, повторная проверка и аттестация знаний на соответствие нормативно-технической базе применительно к опасным производственным объектам. Ежемесячно проводится инструктаж по охране труда, промышленной санитарии, оказанию первой медицинской помощи. Ежегодно осуществляются медицинский осмотр всего персонала, обязательная вакцинация персонала от клещевого энцефалита и добровольная противогриппозная вакцинация.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматриваемое месторождение «Ванкорское» находится в Красноярском крае, в арктическом климатическом районе, характеризующемся зоной распространения многолетнемерзлых пород, что осложняет производство работ по разработке месторождения и строительству сооружений для его эксплуатации.

Ванкорское нефтяное месторождение – крупнейшее из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет.

Разработка месторождения является крупнейшим проектом НК «Роснефть» и одним из крупнейших проектов современной России. На пике месторождение будет обеспечивать около 10% общероссийской добычи нефти. Нефть, добываемая на месторождении, является одним из основных источников для заполнения нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

Газовая инфраструктура Ванкорского нефтяного месторождения направлена на выполнение трех основных задач:

1. Обеспечение потребителей Ванкорского нефтегазового месторождения топливным газом.
2. Закачка газа в пласт с целью поддержания пластового давления.
3. Сдача газа в единую систему газоснабжения (ОАО «Газпром»).

Проведенный анализ показывает, что для выполнения данных задач на месторождении создается устойчивая система сбора, подготовки и транспортировки газа. Устойчивость системы обеспечивается использованием в качестве сырья как попутного нефтяного так и природного газа, помимо этого сбор газа на объекты компримирования и подготовки осуществляется от различных источников. Так, попутный нефтяной газ поступает на ГКСВД 1,2-я очередь по трем основным направлениям, от УПСВ-Юг, УПСВ-Север и объектов подготовки нефти ЦПС, таким образом, внештатная ситуация на одном из объектов не должна приводить к полной остановке работы ГКСВД 1,2-я очередь. Аналогичная ситуация и с ГКСВД 3-я очередь, ПГ на компрессорную

станцию поступает по отдельным газопроводам от кустов газовых скважин №4Г,5Г и по единому газопроводу от кустов №2Г,3Г. Помимо этого на ГКС ВД 3 поступает ПНГ с входных сепараторов ГКС ВД 1,2.

Хотя система создается достаточно устойчивой с точки зрения обеспечения сырьем, она так же имеет значительные резервы по установкам осушки, отбензинивания и подготовки топливного газа. Так резерв по установкам осушки составляет 23% или 2,1 млрд.м<sup>3</sup>/г, по установкам отбензинивания 18,6% или 1,68 млрд.м<sup>3</sup>/г и по установкам подготовки топливного газа резерв составляет 1 млрд.м<sup>3</sup>/г или 96%.

Исходя из того, что отбензинивание ПНГ и ПГ осуществляется на двух установках производительностью 5,1 и 5,6 млрд.м<sup>3</sup>/г, оптимизация по данному направлению не представляется возможным. В качестве основных направлений необходимо рассматривать варианты сдачи в магистральный газопровод и поиск альтернативного источника использования ПНГ (на случай останова объектов использования ПНГ и возможности перераспределения потоков газа).

Для решения вопроса по достижению максимальных объемов сдачи ПНГ в ЕСГ ПАО «Газпром» был проведен анализ текущих режимов работы оборудования и рассмотрен вариант для решения поставленной задачи:

- вариант байпасирования части ПНГ в обход установки отбензинивания газа, т.е. подача газа со входа в компрессор на выход турбины МТДА, минуя практически всю систему отбензинивания.

Были произведены расчеты стоимости установки оборудования и расчеты предполагаемой денежной прибыли.

Опираясь на фактические составы попутного нефтяного газа, можно сделать вывод, что часть ПНГ возможно направить для сдачи в магистральный газопровод, минуя УОиОГ.

Проведенные мероприятия показали, что сдача ПНГ в магистральный газопровод увеличилась в среднем на 20 тыс. м<sup>3</sup>/час. В связи с тем, что при открытии арматуры свыше 38 % наблюдается постепенное ухудшение параметров

газа на выходе с установки принято решение об использовании байпаса диаметром не более 100 мм.

Однако, при этом необходимо учитывать, что использование данной переемычки имеет сезонный характер, т.е. в летний период ее использование не возможно, т.к. при повышенных температурах окружающей среды, теплообменное оборудование работает на предельных параметрах.

Таким образом, можно сделать вывод, что особенностями утилизации ПНГ и ПГ на Ванкорском месторождении являются применение самого современного оборудования, создание устойчивых систем, наличие высококвалифицированных сотрудников и успешный поиск решения данной проблемы.

На сегодняшний день ЗАО «Ванкорнефть» вышло на уровень использования более 95% ПНГ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Москва, 1962 г.
2. Россия выходит из мировых антирейтингов по объему сжигания попутного нефтяного газа [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации.
3. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений, Москва, Недра, 1987 г.
4. Гатмудинова Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. Недра 2014
5. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [7]
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 – 958 с.
7. Отчет. Оперативный подсчет балансовых запасов нефти, свободного и растворенного газа Ванкорского месторождения. Москва, 2005 г.
8. Крейнин Е.Ф., Цхадая Н.Д. Нефтегазопромысловая геология. Ухта: УГТУ.- 2011. 131 с.
9. Основные показатели нефтяной и газовой отраслей ТЭК России за январь-декабрь 2005 год. // Нефтяное хозяйство 2006 года. №2.
10. П1-01.05 ТР2121 ЮЛ-054 версия 2.00
11. П1-01.05 ТР2121 ЮЛ-054 версия 1.00
12. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ-08-624-03.
13. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Изд. «Деан», 2001.
14. СТО Газпром 089-2010, Издание официальное ООО «Газпром экспо», Москва 2010