

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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н. Г. Квеско

«_____» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Выбор оптимальной технологии утилизации гелия при добыче и
подготовке продукции скважин нефтегазоконденсатного
месторождения

Научный руководитель _____ доцент, канд. хим. наук Н. В. Чухарева
подпись, дата

Выпускник _____ Д. Д. Черных
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е. В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н. Г. Квеско

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Черных Даниилу Дмитриевичу

Группа ГБ17-03Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

Тема выпускной квалификационной работы: «Выбор оптимальной технологии утилизации гелия при добыче и подготовке продукции скважин нефтегазоконденсатного месторождения»

Утверждена приказом по университету № 6346/С от 17.05.2021 г.

Руководитель ВКР Н.В. Чухарева, доцент, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Чаяндинскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Общее представление о состоянии гелиевой промышленности России;
2. Обзор современных технологий извлечения гелия;
3. Характеристика объекта исследования;
4. Динамика разработки нефтегазоконденсатного месторождения;
5. Общие принципы организации системы сбора и подготовки на стадии опытно-промышленной эксплуатации объекта исследования;
6. Применение мембранной технологии для утилизации гелия, с учетом характеристик добываемой среды и технологических возможностей нефтегазоконденсатного месторождения;
7. Повышение эффективности утилизации гелия при использовании мембранной технологии;
8. Безопасность и экологичность

Руководитель ВКР

подпись

Н. В. Чухарева

Заявление принял к исполнению

подпись

Д. Д. Черных

« ___ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 153 страницы, 49 рисунков, 45 таблиц, 158 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: природный газ, нефтегазоконденсатное месторождение, газ, гелиевый концентрат, гелий, мембрана, извлечение гелия, содержание гелия, мембранный модуль.

Объектом исследования является: Чайндинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы: Определение оптимальной технологии утилизации гелия, с учетом характеристик добываемой среды и технологических возможностей нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования были проведены: Анализ оптимальных условий и динамики изменения показателей процесса газоразделения на базе мембранной технологии; расчет для одноступенчатой мембранной схемы процесса разделения бинарной смеси гелий-метан с определением требуемой поверхности мембраны.

В результате исследования: Показана возможность применения в полуволоконных мембранных модулях для повышения качества эффективности процесса газоразделения мембран, для изготовления которых использовались полые волокна из Matrimid 5218® (на основе полиимида), а также ее модифицированная версия, полученная газофазным фторированием. Представлена зависимость газопроницаемости компонентов смеси от величины давления в напорном канале мембранного модуля и ее влияние на результаты расчета.

Область применения: Технология выделения гелия, для системы подготовки гелийсодержащих газов с дальнейшей закачкой извлеченной инертной компоненты в подземное хранилище в целях сохранения ресурса.

Экономическая эффективность/значимость работы: Минимизация капитальных вложений на нефтегазодобывающем предприятии за счёт уменьшения потребной площади мембраны.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Общее представление о состоянии гелиевой промышленности в России.....	9
1.1 Современный мировой рынок гелия	10
1.2 Основная нормативно-техническая документация, регулирующая подсчет запасов гелия.....	12
1.3 Газогелиевые месторождения России.....	17
1.4 Текущая ситуация по утилизации гелия в России.....	21
2 Обзор современных технологий извлечения гелия	26
2.1 Криогенный способ выделения гелия из природного газа	27
2.2 Обзор некриогенных методов выделения гелия из природного газа	32
2.3 Мембранные методы разделения газовых смесей.....	33
2.4 Мембранная технология для получения гелия	39
2.5 Адсорбционные технологии выделения гелия.....	44
2.6 Получение гелия гидратообразованием	45
2.7 Обобщение информации по технологиям извлечения гелия	46
2.8 Качественные характеристики товарного гелия газообразного (сжатого).....	47
3 Характеристика объекта исследования.....	51
3.1 Физико-географическое описание района нефтегазоконденсатного месторождения	51
3.2 Геологическое строение нефтегазоконденсатного месторождения	53
3.2.1 Ботубинский продуктивный горизонт	57
3.2.2 Хамакинский продуктивный горизонт	60
3.2.3 Талахский продуктивный горизонт	62
3.3 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов.....	63
3.4 Свойства и состав пластовых флюидов	64
3.4.1 Газ	64

3.4.2	Конденсат.....	65
3.4.3	Нефть.....	67
3.4.4	Вода	69
4	Динамика разработки нефтегазоконденсатного месторождения.....	70
4.1	Факторы осложняющие разработку и основные подходы к формированию концепции разработки нефтегазоконденсатного месторождения	71
4.2	Экранная технология разработки тонких подгазовых нефтяных оторочек с использованием многоствольных многофункциональных скважин	73
5	Общие принципы организации системы сбора и подготовки на стадии опытно-промышленной эксплуатации объекта исследования.....	74
5.1	Технология подготовки газа и конденсата на УКПГ-3.....	76
6	Применение мембранной технологии для утилизации гелия, с учетом характеристик добываемой среды и технологических возможностей нефтегазоконденсатного месторождения	79
6.1	Обзор альтернативной схемы утилизации гелия для рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения.....	81
6.2	Технологические решения по извлечению гелия из гелийсодержащего газа нефтегазоконденсатного месторождения	85
6.3	Способ хранения гелия на нефтегазоконденсатном месторождении.....	90
7	Повышение эффективности утилизации гелия при использовании мембранной технологии	92
7.1	Выбор и принятие исходных данных для осуществления расчета.....	93
7.2	Определение оптимальных условий процесса разделения бинарной смеси гелий-метан на нефтегазоконденсатном месторождении.....	96
7.1.1	Определение влияния термобарических параметров на процесс мембранного газоразделения смеси гелий-метан.....	99
7.1.2	Приближенный расчет одноступенчатой мембранной схемы разделения смеси гелий-метан.....	103

7.1.3 Построение и анализ графиков зависимости концентрации гелия от изменения давления в напорном канале.....	108
7.3 Обсуждение результатов выполненного расчета и обобщение выводов	111
8 Безопасность и экологичность.....	113
8.1. Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	113
Наименование.....	115
видов работ.....	115
Наименование фактора.....	115
Влияние на человека.....	115
Регулирующие документы.....	115
8.2. Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	116
8.3. Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	117
8.4. Обеспечение безопасности технологического процесса.....	120
8.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	122
8.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ...	124
8.7. Экологичность проекта.....	126
Заключение.....	128
Список сокращений.....	129
Список использованных источников.....	131
Приложение А. Результаты расчета одноступенчатой мембранной схемы разделения бинарной смеси гелий-метан с использованием мембраны из Matrimid 5218® исходного исполнения.....	150
Приложение Б. Результаты расчета одноступенчатой мембранной схемы разделения бинарной смеси гелий-метан с использованием мембраны из Matrimid 5218®, полученной газофазным фторированием.....	151

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. С развитием гелиевой промышленности связывают будущий рост экономики России, так как страна обладает крупнейшей в мире сырьевой базой «солнечного газа». Свободные и попутные нефтяные газы разрабатываемых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в качестве компонента-примеси содержат гелий в его уникальных концентрациях. В результате чего возникает необходимость поиска оптимальной технологии его утилизации, что обусловлено энергетической стратегией России, которая запрещает осуществлять газодобычу гелийсодержащих газов без его последующего извлечения. Это требует разработки новых технологий, методик и технических устройств, сводящих к минимуму капитальные вложения и эксплуатационные затраты, а также позволяющих не тормозя газодобычу быстро и качественно отделять гелий от основного продукта, не зависимо от выбранной технологии утилизации. В связи с чем, тема выпускной квалификационной работы бакалавра «Выбор оптимальной технологии утилизации гелия при добыче и подготовке скважинной продукции нефтегазоконденсатного месторождения» **актуальна.**

Цель ВКР. Повышение эффективности извлечения гелия из природного газа в системах сбора и подготовки продукции скважин нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения указанной цели, необходимо выполнить **задачи:**

1. Анализ современного мирового рынка гелия и перспектив развития гелиевой промышленности России;
2. Анализ современных технологий извлечения гелия из природного газа с определением их достоинств и недостатков;
3. Постановка задачи исследования на основе исходных характеристик месторождения и продукции скважин;
4. Представление технических решений по модернизации блока утилизации гелия;

5. Расчет оптимальных условий и показателей процесса газоразделения в мембранном модуле для оценки эффективности использования предлагаемого решения;

6. Анализ необходимых требований по обеспечению безопасности проводимых работ и экологичности проекта.

Объект исследования. Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Предмет исследования. Технология утилизации гелия.

Практическая значимость. Полученные результаты могут быть использованы в будущей деятельности для развития профессиональных компетенций с учетом требований профессиональных стандартов. Выпускная квалификационная работа может быть заложена в основу НИР при обучении в магистратуре по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

1 Общее представление о состоянии гелиевой промышленности в России

По оценкам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к 2030 году потребление гелия в мире может достичь 238–312 млн. кубометров, что приведет к мировому дефициту, так как его производство к этому времени составит лишь 213–238 млн. кубометров. Таким образом, чтобы исключить данное развитие событий требуется значительно увеличить производство [1].

Проблемам освоения месторождений с содержанием гелия и дальнейшей его утилизации на сегодняшний день посвящено огромное количество работ, авторами которых являются В.П. Якуцени, А.О. Татаринев, С.П. Сауленко, Д.В. Люгай, А.Э. Конторович и многие другие ведущие ученые и исследователи [2-5]. Они выделяют перспективы развития и ключевые проблемы, связанные с гелиевой промышленностью в России, отмечая нерациональное использование ресурсов, где в составе попутных газов содержатся инертные компоненты.

В работах [2-3] отмечено, что промышленное производство гелия на территории Российской Федерации полноценно проводится только в Приволжском ФО на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, где содержание гелия составляет около 0,05%. при этом потенциал месторождения по гелию используется только на 45%. Остальная часть сырья не утилизируется.

В работе [4] А.Э. Конторовича, А.Г. Коржубаева, Л.В. Эдера говоря о сырьевой базе и перспективах развития гелиевой промышленности России и мира, заостряется внимание на том, что в России гелий в уникальных концентрациях содержится в природном газе месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Высококачественное газогелиевое сырье Восточной Сибири и Дальнего Востока входит в состав природных газов в виде компонента-примеси (от 0,15% до 1%), поэтому особо остро стоит вопрос о необходимости защиты

гелия от его потерь при топливной утилизации или экспорте природных газов, как утверждает В.П. Якуцени в одной из своих работ [5].

В связи со всем вышеизложенным возникает необходимость рассмотреть состояние сырьевой базы и добывающей промышленности основных перспективных поставщиков гелия на мировой рынок. Опираясь на исследования [4], можно сделать вывод, что потенциальные возможности мирового производства гелия определяются наличием сырьевой базы этого газа, инфраструктуры по добыче и транспортировке природного газа и перспективами ее создания в мире (поскольку основная часть гелия сосредоточена в природном газе), конъюнктурой мирового рынка гелия.

1.1 Современный мировой рынок гелия

По данным ООО «Газпром гелий сервис» [6] мировой рынок гелия по разным оценкам составляет порядка 170-190 млн. куб. м в год. Доля каждого государства по запасам гелия в мире приведена на рисунке 1.1.

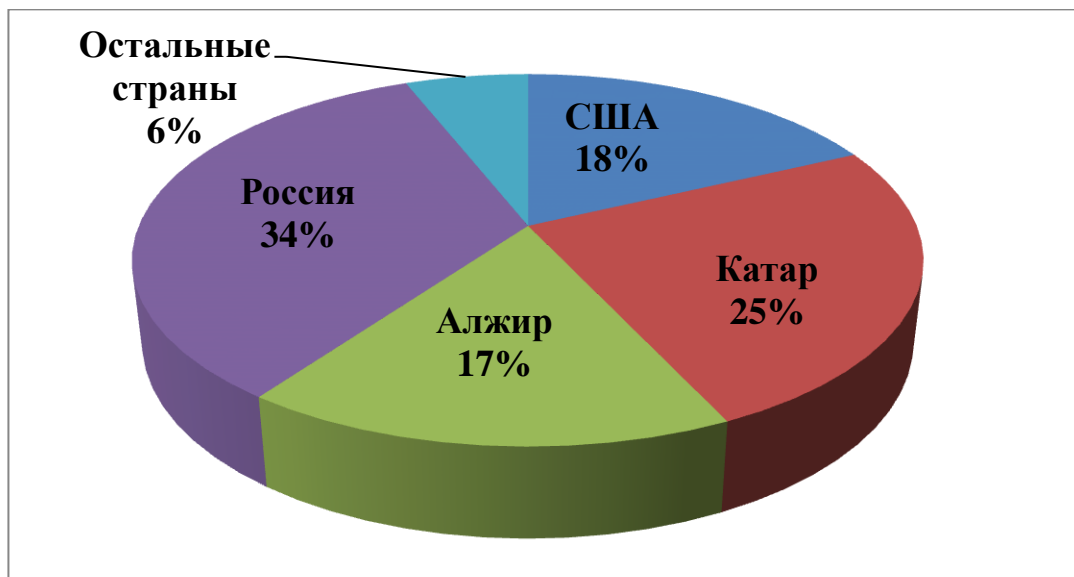


Рисунок 1.1 – Доля стран на мировой арене по запасам гелия [6]

Как следует из рисунка 1.1, Россия обладает крупнейшими запасами гелия, однако при этом производство в нашей стране составляет всего 5 млн. куб. м., что равно 2,5-3 % мирового рынка. По итогу РФ потребляет примерно тот же объём гелия, который производит.

Катар занимает второе место по запасам и объёму поставок гелия на мировой рынок, что объясняется тем, что государство является главным производителем СПГ в мире. Метан переходит в сжиженное состояние, и остаётся концентрат из гелия, водорода, кислорода и др. Доля «солнечного газа» в этом концентрате куда выше 0,1%. И хотя его объём относительно невелик, что оправдывается стоимостью в 20-30 раз дороже метана.

Катар зависим от соседних стран – ему приходится везти жидкий гелий через Саудовскую Аравию в Дубай. Там располагаются гелиевые логистические центры компаний Linde, Air Liquide и Iwatani.

Алжир занимает третью позицию по мировым запасам «солнечного газа». Небольшой рост добычи природного газа и увеличение потребления гелия в Алжире привели к тому, что производство прекратило свой рост, и экспортные возможности страны уменьшились. Основной объём гелия извлекается из природного газа гигантского месторождения Хасси-Рмель (содержание гелия – 0,17%).

Соединенные Штаты Америки занимают четвертое место по запасам, но доминируют в данный момент на гелиевом рынке по поставкам, которые составляют около 50% мирового рынка. Но перед США все более остро встает вопрос сохранения стратегического запаса этого газа. Для решения данной проблемы предпринимаются меры о сокращении собственного потребления гелия, заменяя его другими газами (аргон, азот, водород), а так же внедряется более новая техника, которая экономно расходует газ.

В 2007 году на конференции «Перспективы ускоренного развития Иркутского центра нефтяной и газовой промышленности и энергосбережение» [7] было отмечено, что США постепенно сдают позиции на мировом рынке гелия, и Россия в 20-х годах XXI века может стать крупнейшим в мире

производителем данного инертного газа. Процент содержания гелия в месторождениях, из которых он извлекается в Алжире и Катаре, значительно ниже, чем в некоторых российских углеводородных месторождениях. В частности: Ковыктинское и Чаяндинское месторождения- ключевые для становления гелиевой промышленности России.

1.2 Основная нормативно-техническая документация, регулирующая подсчет запасов гелия

Оценка сырьевой базу гелия проводят, исходя из [5] с учетом двух независимых параметров (рисунок 1.2).

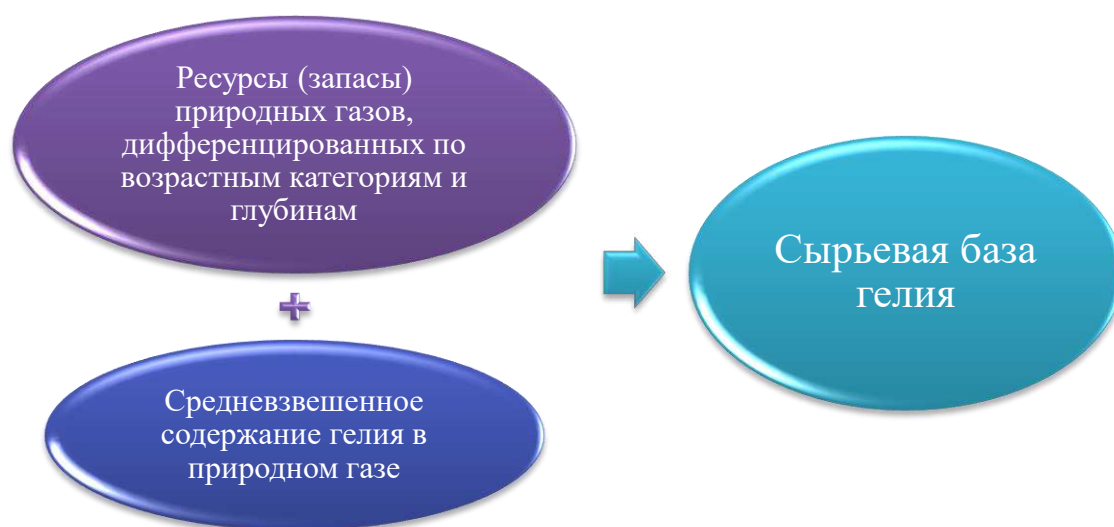


Рисунок 1.2 – Параметры для определения сырьевой базы гелия

Подсчет запасов гелия осуществляют на основе норм технической документации [8-14]. Это позволяет получать наиболее точные данные в соответствии с требованиями природно – охранных функций и разработанных алгоритмов подсчета.

Таблица 1.1 – Основная нормативно-техническая документация, регулирующая процесс осуществления подсчета запасов гелия

Нормативный документ	Наименование нормативного документа	Ссылка
ГОСТ Р 56676-2015 (Переиздание 2019 г.).	«Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования».	[8]
Приказ министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №564 от 2015 г.	«Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».	[9]
Приказ министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №126 от 2001 г.	«Об утверждении Временных положения и классификаций».	[10]
Протокол министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №11-17/0044-пр от 2007 г.	«Методические рекомендации по применению Классификации эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод к месторождениям промышленных вод».	[11]
ГОСТ 8.417-2002 Поправка (ИУС N 2-2019).	«Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин (с Поправками)».	[12]
ИТС 50-2017	«Переработка природного и попутного газа».	[13]
Приказ министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №477 от 2013 г.	«Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»	[14]

Согласно ГОСТ Р 56676-2015 [8] подсчет запасов проводят объемным методом.

Запасы газов учитываются в единицах объема, приведенных к стандартным условиям (давлению 0,101325 МПа и температуре 20 °С) в миллионах кубических метров [12].

Подсчет сухого газа, сероводорода, диоксида углерода, азота ведется в миллионах кубических метров, гелия и аргона – в тысячах кубических метров [12].

Широкое разнообразие концентраций гелия в газах газонефтеносных провинций приводит к тому, что отдельные страны вынуждены извлекать его из тех газов, которыми они располагают. В связи с данным условием

общепринятых кондиций по содержанию гелия в газах, используемых для его промышленного получения в разных странах мира, не существует. Однако в РФ, в соответствии с ИТС 50-2017 [13], природный газ с содержанием гелия более 0,05% об. принято считать гелийсодержащим.

В газах любого химического состава следует оценивать запасы гелия, особенно в свободных по фазовому состоянию. При возникновении необходимости можно учесть также и ресурсы (запасы) гелия растворенного в нефтях (попутных газах), но их объемы крайне малы и чаще всего составляют менее 0,5-0,8% от суммарных объемов гелия в свободных газах, что не может изменить общих оценок в пределах той точности расчетов, которая возможна.

Исходя из [15], чтобы определить балансовые извлекаемые запасы гелия, содержащиеся в природном газе, необходимо обладать данными о запасах гелийсодержащих газов и знать коэффициент их гелиенасыщенности. При этом используется следующая формула:

$$Q_{He} = Q_{г} * K_{He} \quad (1.1)$$

где Q_{He} – балансовые извлекаемые запасы гелия, м³;

$Q_{г}$ – запасы гелийсодержащих газов, м³;

K_{He} – коэффициент гелиенасыщенности.

Формула (1.1) может быть использована для подсчета запасов гелия как в составе растворенного газа газонефтяных или нефтяных залежей, так и в составе свободного газа газовых залежей или газовых шапок газонефтяных залежей. Однако конкретное толкование и использование её в том или ином случае должно быть увязано с рядом факторов, обусловленных режимом работы залежи, степенью выработанности запасов газа с условиями отбора и хранения проб газа и методикой расчёта среднего значения этого коэффициента.

Среднее значение гелиенасыщенности определяется по нескольким пробам, более или менее распределённым как по площади залежи, так и по высоте этажа нефтеносности (газосности). Средняя величина может быть рассчитана путём получения среднеарифметической или путём взвешивания по площади залежи/ по объёму залежи/ по объёму пор.

Гелий является наименее растворимым компонентом газа, поэтому быстрее других выделится из раствора, в связи с данным фактом нефтяная залежь отдаст почти всё его количество раньше, чем выделятся остальные компоненты газа. Таким образом, чтобы определить начальные балансовые и извлекаемые запасы гелия следует руководствоваться схемой, представленной на рисунке 1.4, исходя из [15].

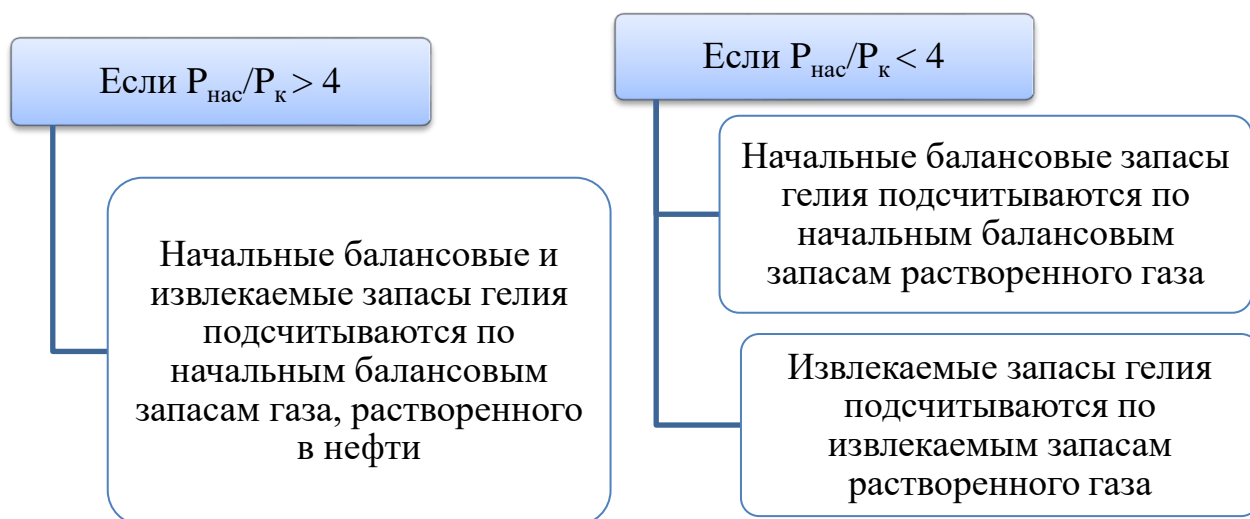


Рисунок 1.4 – Схема действий для определения начальных балансовых и извлекаемых запасов гелия

В чисто газовых залежах и ГШ газонефтяных залежей начальные балансовые и извлекаемые запасы гелия подсчитываются исходя из среднего значения коэффициента гелиенасыщенности и соответствующих запасов свободного газа, но при проведении этих расчётов следует учитывать возможность различного выхода гелия в процессе разработки залежи.

Учет запасов гелия, как и других видов полезных ископаемых, должен производиться, если есть наличие технологий его извлечения в виде сырья, а так же при условии, что промышленное производство будет экономически рентабельно.

В России на данный момент, руководствуясь приказом №477 [14], существует классификация природного газа и гелия по категориям запасов: А, В₁, В₂, С₁, С₂ и ресурсов на категории: D₀, D_л, D₁, D₂ подробная информация о которых приведена в таблицах 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – Категории запасов [14]

	Кат.	Объект оценки	Группа промышленной готовности	Проектный документ	Добыча
Запасы	А	разбуренная, разрабатываемая залежь или часть залежи	разрабатываемые	проект разработки, Тех. схема разработки	добыча ведется
	В ₁	неразбуренная, разведанная, часть введенного в промышленную разработку месторождения, залежи	Промышленно разрабатываемые	Проект разработки. Тех. схема разработки	Добыча не ведется
	В ₂	Неразбуренная, оцененный	Разрабатываемые	Проект разработки, Тех. схема разработки	Добыча не ведется
	С ₁	Разведываемая разбуренная часть залежи	Разведанные	Проект ПЭ (срок действия ≤ 3-7 лет.) Проект пробной эксплуатации скважин (срок действия ≤ 1г.)	Возможна добыча
	С ₂	Оцениваемая залежь или часть неразбуренной разведываемой залежи	Оцененные	В ППЭ участвует для оценки максимальных уровней добычи. Проект на разведку	Добыча запрещена

Таблица 1.3 – Категории ресурсов [14]

	Кат.	Объект оценки	Группа промышленной готовности	Проектный документ	Добыча
Ресурсы	D ₀	Подготовленная структура	Подготовленные к поисковому бурению ресурсы	Проект на разведку	Не введено
	D _Л	Выявленная структура	Локализованные ресурсы	Проект на поисковое бурение	Не введено
	D ₁	Доказанный нефтегазоносный комплекс и горизонт	Не локализованные	Региональная программа ГРП	Не введено
	D ₂	Не доказанный нефтегазоносный комплекс и горизонт	Не локализованные ресурсы	Региональная программа ГРП	Не введено

1.3 Газогелиевые месторождения России

В середине XX века, когда гелиевая промышленность СССР испытывала острый дефицит в качественном газогелиевом сырье, для извлечения гелия были использованы газы, растворенные в нефтях Ромашкинского и Мухановского месторождений, которые после ожижения гомологов метана почти удваивали гелиесодержание.

Месторождения европейской части России в основном содержат в себе свободные газы с гелиеностью в пределах 0,05 – 0,06 %. Небольшая часть запасов газа с гелиеностью равной 0,10 – 0,25 %, которой обладали ранее западные месторождения РФ (Саратовская обл. Республика Коми и др.), на сегодняшний день практически выработана.

Основная часть запасов природных газов, выявленных в России, характеризуется пониженными концентрациями гелия. В их числе все продуктивные отложения мезозоя в Предкавказье, Прикаспии, Западной Сибири, территории арктических широт, включая северный шельф, а также на севере и востоке Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (рисунок 1.5). Гелиеность природных газов в них, меняется в основном в интервале 0,008-

0,025 %. В продуктивных отложениях кайнозоя Предкавказья, Сахалина и Тихоокеанского шельфа гелиеносность газов низкая, в основном 0,001-0,006 %.

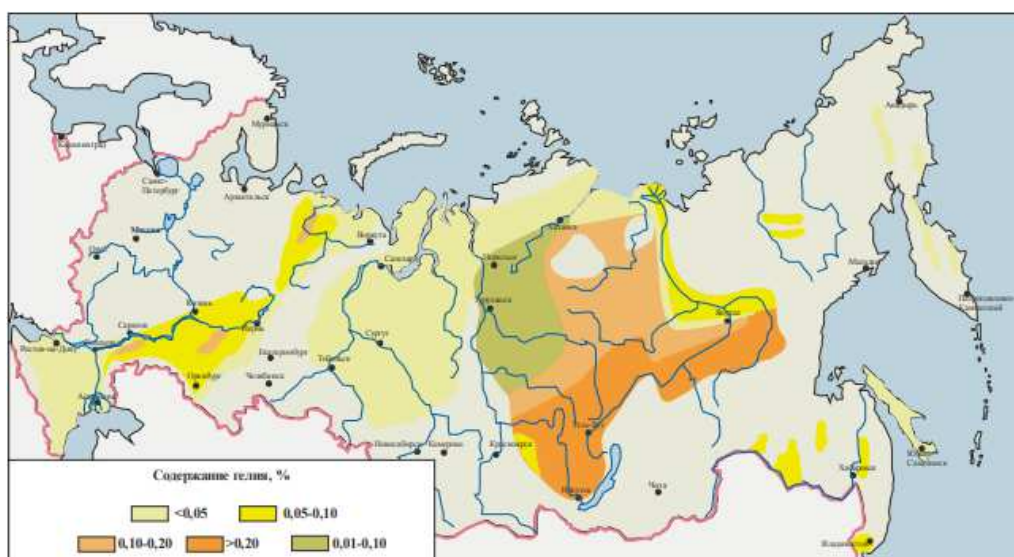


Рисунок 1.5 – Схема гелиеносности природных газов нефтегазоносных бассейнов России [5]

Во второй половине XX века началось открытие крупных по запасам высококачественных газогелиевых месторождений в Восточной Сибири (0,2-0,6 %), данные по которым приведены в таблице 1.4, а так же изображены на рисунке 1.6.



Рисунок 1.6 – Крупнейшие гелийсодержащие месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока [16]

Таблица 1.4 – Основные газогелиевые месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока с запасами гелия по категории С1 > 100 млн.м³ и гелиесодержанием > 0,15% (на 01.01.2009) [5]

Субъект федерации, месторождение, его тип и степень освоения*	Вид газа	Геологический индекс, глубина, м	Запасы гелия кат.АВС ₁ +С ₂ , млн.м ³	Основной состав газа, % (об)			
				СН ₄	Σ ТУ	N ₂	He
Красноярский край (Эвенкия)							
Собинское, НГК, ППО	св	V, 2499-2591	■	■	■	■	■
Юрубчено-Тохомское, НГК, разведываемое	св	Rf, 2250-2450	■	■	■	■	■
Иркутская обл.							
Дулисьминское, НГК, ППО	св	Є-V, 2600-2750	■	■	■	■	■
Ковыктинское, ГК, ППО	св	Є, 3110	■	■	■	■	■
Республика Саха (Якутия)							
Верхневиллючанское, НГ	гш+св	Є-V, 1620-1720	■	■	■	■	■
Тас-Юряхское, НГК, ППО	гш+св	V ^{бот} , 1908-2011	■	■	■	■	■
Среднеботуобинское, НГК, разрабатываемое	гш+св	Є-V, 1550-1900	■	■	■	■	■
Чаяндинское, НГК, ППО	гш	V ^{бот} , 1450-1800	■	■	■	■	■
Чаяндинское, НГК, разведываемое	св	V ^{хам+тал} , 1470-1800	■	■	■	■	■

Опираясь на данные [5, 17], на юге Сибирской платформы выявлена крупная газогелиевая геохимическая провинция. В древних толщах открыто 36 месторождений, содержащих промышленные концентрации гелия, часть которых с крупнейшими ($He > 200$ млн.м³) и даже уникальными ($He > 1$ млрд. м³) балансовыми запасами гелия (ABC_1+C_2) с гелиесодержанием 0,15-0,57%. Среди них Ковыктинское и Дулисьминское в Иркутской обл., Собинское и Юрубчено-Тохомское в Эвенкии, Верхневиллючанское, Тас-Юряхское, Средне-Ботуобинское и Чаяндинское в Республике Саха (Якутия) (табл. 4).

Ковыктинское месторождение обладает колоссальными запасами газа и крайне низким содержанием азота в составе свободного газа ($N \sim 1,5\%$). Содержание гелия на данном месторождении составляет порядка 0,26-0,28%, что уступает месторождениям Мидконтинента (США), на которых содержание гелия колеблется в пределах 0,7-2,0%, однако последние высокоазотны ($N \sim 15-26\%$). В связи с вышеизложенным фактом, гелиевый концентрат, получаемый после сжижения углеводородов и поступающий в хранилище в Клиффсайде, был более низкого качества ($He \sim 70\%$) в отличие от того, который может быть получен из газов Ковыктинского месторождения ($He \sim 85,6\%$) при тех же энергозатратах.

Суммарные балансовые запасы гелия (кат. ABC_1+C_2) только по месторождениям Восточной Сибири составляют, примерно, 16 млрд.м³ с гелиесодержанием, меняющимся в среднем в разных регионах от 0,2 до 0,6 %, которые сосредоточены в свободных газовых залежах и в газовых шапках месторождений.

Якуцени В. П. [18] отмечает, что потенциал региона Восточной Сибири, в отношении формирования ресурсной базы гелия, на сегодняшний день, не раскрыт до конца, так как на данный момент продолжается проведение поисковых работ. Перспективные ресурсы гелия в этом регионе (категории $C_3 + D$) оценивают в объеме 30-35 млрд.м³. Другими словами, в пределах юга древней Сибирской платформы выявлена крупнейшая по уже подготовленным

к освоению запасам и прогнозируемым ресурсам газогелиевая провинция, которой нет аналогов в пределах всего Евразийского континента.

Важно подчеркнуть, что сырьевая база северо-американских месторождений Мидконтинента по большей части исчерпана, в отличие от Восточно Сибирской, освоение которой не начато в полной мере. Кроме того, следует отметить факт пересмотра промышленных запасов в результате внедрения новых наиболее точных технологий геофизических исследований месторождений. С другой стороны, рассматривая гелиевый потенциал РФ, следует учесть необходимость сохранения резервных запасов гелия на перспективу, в случае не выявления новых высокогелиеносных пластов в ближайшее время. Вся новая газопродуктивность на их территориях в дальнейшем может быть связана с малогелиеносными газами $Mz-Kz$, либо с большими глубинами в Pz .

1.4 Текущая ситуация по утилизации гелия в России

Несмотря на тот факт, что основные разведанные мировые запасы гелия сконцентрированы в России, на сегодняшний день единственным источником данного газа в стране остается Оренбургское месторождение, как утверждает [19]. Переработкой гелийсодержащего газа данного месторождения занимается Оренбургский ГПЗ. Согласно [20], Оренбургский гелиевый завод, расположенный в 33 км от Оренбурга, является единственным крупным в России и Европе промышленным производителем гелия.

За исключением России, высокогелиеносные газы повсеместно активно разрабатывают и в основном лишь с частичным извлечением гелия, как сообщает источник [21]. В результате ресурсы данного инертного газа постепенно истощаются. Наряду с расширением области применения гелия растут и объемы его производства, которые еще в период с 1995 по 2005 гг. составили порядка 5,7% в год. Поэтому так актуально на сегодняшний день найти оптимальную технологию утилизации гелия при газодобыче,

обеспечивающую наиболее полное его извлечение, так как заменить гелий ничем. Слишком специфичны и уникальны его свойства и, соответственно области применения.

Газодобывающие регионы с развитой инфраструктурой не утилизируют либо утилизируют не в полном объеме гелий, содержащийся в добываемом природном газе. Общая добыча и потери гелия с начала разработки газовых месторождений в России, по данным составляют более 860 млн м³. Из них на Оренбургскую область приходится около 70%.

Затраты на производство гелия почти обратно пропорциональны его концентрации в перерабатываемом природном газе. В перерабатываемом в России газе концентрация гелия в 8–15 раз ниже, чем в США, поэтому при примерно сходных технологии и технической оснащенности гелиевых заводов себестоимость гелия в России в среднем в 10 раз выше.

Себестоимость гелия также зависит от комплексности переработки (дополнительное извлечение этана, тяжелых углеводородов, серы и др.), производительности установок, количества исходных загрязняющих примесей в газе, месторасположения завода, местных условий газопотребления и газотранспорта. Ориентировочные энергозатраты на выделение гелия из газов, содержащих 0,02; 0,05; 0,35% гелия, составляют 250, 100 и 18 кВт • ч/м³ соответственно.

Без строительства новых заводов выработка гелия будет неуклонно снижаться. Дальнейшее развитие его производства должно осуществляться на базе богатых гелиеносных месторождений Иркутской области, Красноярского края и Республики Саха (Якутия).

Развитие гелиевой промышленности страны связано со строительством мощностей по производству до 60 млн.м³ товарного гелия в год на Амурском ГПЗ. Амурский ГПЗ в 2024 году станет крупнейшим в России предприятием по переработке природного газа – до 42 млрд кубометров. Очищенный там газ будет поставляться в Китай. При таком уровне переработки восточносибирского газа объем производства гелия оценивается в 130-140

млн.м³ в год. Таким образом объемы не востребовавшего гелия, ежегодно поступающего в подземные хранилища в виде гелиевого концентрата, должен составить от 80 до 100 млн кубометров. В качестве основного варианта его хранения рассматривается обратная закачка гелия в месторождения. При таком способе хранения нет гарантии сохранности закачанного гелия. А запасы гелиевого концентрата через 20 лет после начала эксплуатации месторождения превысят 2 млрд.м³, что в пересчете на чистый гелий составляет 1,5 млрд. м³ гелия. Нужна государственная программа долгосрочного хранения гелия как стратегически важного продукта не только для России, но и для всего мира.

Опираясь на данные [22], в России существует 7 заводов по производству гелия, которые приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Компании, занимающиеся производством гелия в России

Название компании	Расположение	Наименование продукции		Нормативно-технический документ
		Виды гелия	Маркировка	
Инергаз	Балашиха	Газообразный	Высокой чистоты, Марка «6.0»	ТУ 14299304- 002-2000
			Сжатый очищенный, Марка «А»	ТУ 0271-135-31323949-2005 [23]
		Жидкий	-	ТУ 0271-001-50197738-2014 [24]
Тантал-Д	Москва	Газообразный	Марка А He = 99,996%.	ТУ 0271-135-31323949-2005 [23]
Газпром Добыча Оренбург	Оренбург	Газообразный	Марки «А» и «Б»	ТУ 0271-135-31323949-2005 [23]
		Жидкий	-	ТУ 0271-001-50197738-2014 [24]
Эйр Продактс Газ	Ростовская обл.	Газообразный	Марки «А» и «Б»	ТУ 0271-135-31323949-2005 [23]
Технические Газы	Ижевск	Газообразный	Марки «А» и «Б»	ТУ 0271-135-31323949-2005 [23]

Окончание таблицы 1.5

Название компании	Расположение	Наименование продукции		Нормативно-технический документ
		Виды гелия	Маркировка	
НИИ КМ	Москва	Газообразный	Высокой чистоты (сжатый) марок 4.6, 5.0, 5.5, 6.0 и 7.0	ТУ 0271 - 001 - 45905715 – 2016 [25]
		Жидкий	-	ТУ 51-224–84; ТУ 0271-001-50197738-2014 (ГАЗПРОМ) [24]; ТУ 0271-008-45905715-2011 (НИИ КМ)
Фёссен Эм Ай И	Москва	Газообразный	Марки 5.0, 5.5, 6.0 и 7.0	ТУ 2114–001–16652408–2016 под фирменным наименованием Ф–106.

Основным сырьем для извлечения гелия остаются природные и попутные нефтяные газы, потому что производство гелия из воздуха нецелесообразно вследствие его малого количества - 0,00046% объема или 0,00007% веса, по данным источника [26]. В связи с вышеперечисленным фактом стоимость одного кубометра гелия, полученного из воздуха, будет в тысячи раз больше, чем при получении его из природных газов. Таким образом, высокая стоимость извлечения продукта исключает возможность получения гелия из воздуха в промышленных масштабах.

Опираясь на информацию статьи [27], можно сделать вывод о том, что Россия обладает конкурентными базовыми гелиевыми технологиями для создания независимого производства и распределения гелия. Практическая реализация национальной программы может быть осуществлена силами предприятий, указанных в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Потенциальные предприятия для осуществления производства гелия в России

Предприятие	Вклад в организацию производства гелия
ОАО «НПО «ГЕЛИЙМАШ»	технологическое оборудование, транспортные гелиевые цистерны
ООО «ЛЕННИИХИММАШ»	Проектирование
ЗАО «НИИТурбокомпрессор»	винтовые компрессоры
ПАО «КРИОГЕНМАШ»	емкостное оборудование
ООО «Криомаш-БЗКМ»	арматура, трубопроводы
ОАО «Пензкомпрессормаш»	поршневые компрессоры
АО «УКЗ»	поршневые и мембранные компрессоры
ООО «НТК «Криогенная техника»	Арматура
АО «Уралкриомаш»	емкостное оборудование
РЭП Холдинг	азотные турбокомпрессоры
ООО «ВНИПИГаздобыча	обустройство месторождений

Эти и другие отечественные авторитетные компании должны стать базисом развития национальной гелиевой индустрии.

2 Обзор современных технологий извлечения гелия

Как уже было отмечено ранее, основными промышленными источниками получения гелия является природный и попутный нефтяной газы.

Рассмотрим более подробно состав природного газа, опираясь на [28]: основная часть – от 70 до 98 % это метан (CH_4), содержание тяжёлых углеводородов ($\sum \text{C}_5+$: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) и т. д.), как правило, не велико. Кроме этого, природный газ содержит также другие вещества, не являющиеся углеводородами: водород (H_2), сероводород (H_2S), диоксид углерода (CO_2), азот (N_2), гелий (He), аргон (Ar), неон (Ne) и другие инертные газы.

С газовых и газоконденсатных месторождений поступает пластовая смесь состоящая в общем виде из природного газа, газового конденсата и пластовой воды. Посторонние примеси, твердые частицы, присутствующие в газе, приводят к повышенному износу оборудования, трубопроводов, запорной арматуры и контрольно-измерительных приборов; скапливаясь на отдельных участках трубопроводов, они сужают его поперечное сечение, ухудшают работу газогорелочных устройств. Жидкие частицы, оседая и скапливаясь в пониженных участках трубопровода, также вызывают уменьшение площади его поперечного сечения. Кроме того, они оказывают корродирующее воздействие на трубопроводы, арматуру и приборы. При определённых условиях, наличие влаги, приводит к образованию гидратов, выпадающих в виде твердых кристаллов. Гидратные пробки могут привести к полному закупориванию трубопровода [28].

Наличие сероводорода в природном газе представляет ещё большую проблему и опасность, исходя из [29]. В количествах, превышающих 0,01 мг на 1 литр воздуха рабочей зоны, он ядовит. При промышленном использовании газа содержащийся в нем сероводород отрицательно сказывается на качестве выпускаемой продукции. В присутствии влаги сероводород вызывает сильную

коррозию металлов. Наличие в природном газе таких примесей, как углекислый газ, азот, снижает теплоту сгорания газа.

Поэтому, перед поступлением в магистральный трубопровод, природный газ должен быть очищен от вредных примесей и осушен. Так же на этом этапе производится извлечение ценных компонент, входящих в состав природного газа, таких как высшие углеводороды и инертные газы (например, гелий).

Гелиевые технологии характеризуются как сложный комплекс, состоящий из криогенных, адсорбционных мембранных процессов для извлечения гелия из природных и вторичных источников, его очистки от примесей и получения товарного продукта, как в жидком, так и в газообразном состоянии. Далее будут рассмотрены основные методы, применяемые при извлечении гелия из природного газа.

2.1 Криогенный способ выделения гелия из природного газа

На сегодняшний момент основным методом для извлечения гелия из природного газа, является криогенный метод. Суть метода заключается в последовательной низкотемпературной конденсации углеводородных фракций, являющихся основными компонентами природного газа, по мере его охлаждения.

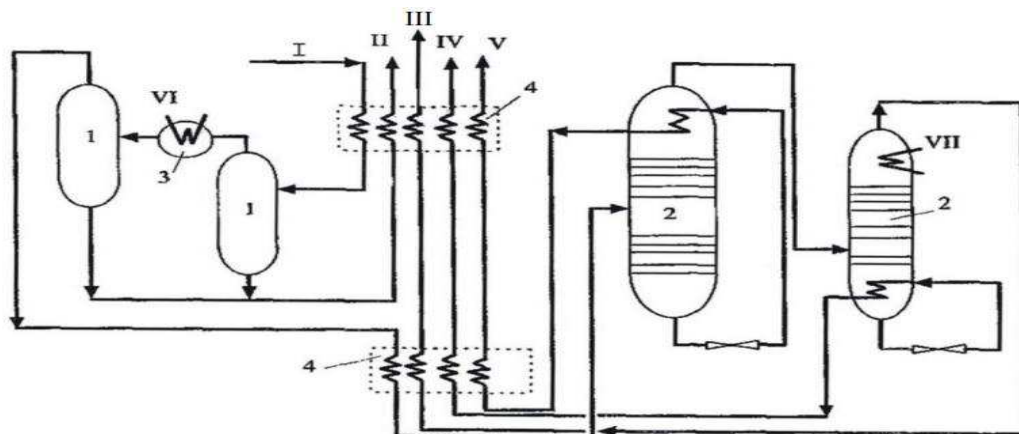
Выделение гелия из природного газа происходит в два этапа. На первом этапе, на криогенных установках, в процессе низкотемпературной конденсации получается гелиевый концентрат – в этом продукте объемная доля гелия составляет уже 70 – 90 % об. В дальнейшем гелиевый концентрат очищают от примесей – метана, азота, водорода, неона, аргона, доводя содержание гелия до 99,8 % об. и выше. На этом этапе уже применяются различные способы разделения газовой смеси и их комбинации: химический, адсорбционный, мембранный, каталитический и т.д.

В зависимости от состава природного газа, необходимой степени его переработки и извлечения различных компонент (этана, широких фракций

углеводородов), требуемых параметров производительности, применяемые технологические схемы и режимы работы установок для получения гелиевого концентрата могут существенно варьироваться. При сжижении природного газа происходит растворение гелия в жидких углеводородах, степень растворения гелия увеличивается с ростом давления процесса. Поэтому для уменьшения потерь гелия, которые могут достигать 20 %, одновременно с конденсацией углеводородов требуется проводить и отпарку гелия во всех ступенях отделения жидких углеводородов. Для этого могут применяться специальные устройства – отпарные колонны, технологические решения, связанные с противоточной конденсацией газа и другие методы [30]. В целом, принципиальная схема процесса низкотемпературной конденсации природного газа, содержащего гелий, включает стадии предварительного охлаждения газа и, в зависимости от технологических параметров, различное количество ступеней конденсации газа и отпарки гелия. Для предварительного охлаждения газа в качестве дополнительного источника холода могут использоваться пропановый или аммиачный холодильные циклы.

В книге «Основы технологии переработки природного газа и конденсата» А. К. Мановяна приводятся два распространенных варианта технологических схем криогенных установок для получения гелиевого концентрата (рисунок 2.1 соответствует варианту 1, рисунок 2.2 – варианту 2) [31].

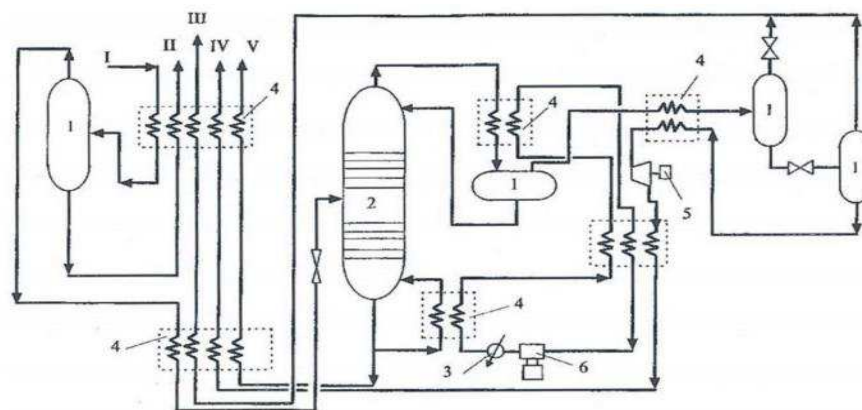
По более простому варианту 1 (рисунок 2.1), природный газ под давлением 2,0 МПа охлаждается в рекуперативных теплообменниках 4 до – 28 °С и далее аммиаком до – 45 °С, затем газ дросселируется до давления 1,2 МПа, дополнительно охлаждаясь при этом процессе, и поступает в колонну 2. В ней из смеси газов отделяется в основном метан с примесью азота (V), а сверху колонны уходит газ с содержанием гелия около 3 % об. Этот газ еще раз конденсируется (кипящим при 0,4 МПа азотом) в следующей колонне, с верха которой уходит гелиевый концентрат (III), содержащий до 80 – 90 % гелия. Верх первой колонны охлаждается ее же кубовой жидкостью, дросселированной до давления 0,15 МПа.



1 – сепараторы; 2 – колонны; 3 – холодильник; 4 – рекуперативные теплообменники; I – природный газ; II – жидкие углеводороды; III – гелиевый концентрат; IV – концентрат азота; V – сухой газ (метан-азотная смесь); VI – аммиак; VII – кипящий азот.

Рисунок 2.1 – Принципиальная схема получения гелиевого концентрата (вариант 1)

Вариант 2 имеет более сложную технологическую схему процесса, но при этом обладает бóльшей эффективностью (рисунок 2.2). Очищенный и осушенный газ (I) под давлением 3,2 МПа охлаждается вначале пропаном, затем в двух рекуперативных теплообменниках (с промежуточной сепарацией) до $-104\text{ }^{\circ}\text{C}$ и после дросселирования, в ходе которого температура снижается до $-153\text{ }^{\circ}\text{C}$ подается в колонну 2. Из нижней части этой колонны отводится в основном метан. Верхняя часть колонны охлаждается за счет рекуперации холода, отчего в ней поддерживается температура $-191\text{ }^{\circ}\text{C}$, при которой сверху отводится смесь гелия и азота. Эта смесь затем дополнительно охлаждается в двух рекуперативных теплообменниках и в двух сепараторах 1 разделяется на концентрат гелия (85 %) и концентрат азота (99,5 %). Последний, расширяясь в турбодетандере 5, охлаждает верх колонны и отводится как продукт. По такой схеме извлекается около 85 – 96 % гелия от его исходного содержания в газе (по варианту 1 степень извлечения ниже – не превышает 85 %).



1 – сепараторы; 2 – колонна; 3 – холодильник; 4 – рекуперативные теплообменники; 5 – турбодетандер; 6 – компрессор.

Рисунок 2.2 – Принципиальная схема получения гелиевого концентрата (вариант 2):

Полученный на криогенных установках гелиевый концентрат обычно содержит ряд примесей, таких как азот (5 – 15 %, в зависимости от исходного состава газа), водород (от десятых долей до нескольких процентов), аргон, неон, диоксид углерода, остатки углеводородов. Поэтому далее гелиевый концентрат подвергают дополнительной, более глубокой очистке, которая обычно состоит из четырех стадий: а – очистка концентрата от примесей водорода его окислением на специальных катализаторах, содержащих оксид меди, платину или палладий ; б - глубокая осушка от влаги, образовавшейся при окислении водорода, адсорбцией на молекулярных ситах-цеолитах или оксиде алюминия; в – сжатие концентрата до 15 – 20 МПа и охлаждение до – 207 °С с последующим его дросселированием и сепарацией в одну или две ступени для удаления остатков азота, при этом остаточное содержание азота в гелии составляет около 1 %; г – окончательная адсорбционная доочистка гелиевого концентрата от остатков азота и других примесей производится в адсорберах, заполненных активированными углями, охлаждаемых жидким азотом. После этой стадии получают товарный гелий технической чистоты (99,80 % гелия по объёму), марки Б (99,990 %), марки А (99,995 %), гелий особой чистоты (99,996 % и выше). Технологические варианты тонкой очистки могут различаться в зависимости от состава исходного гелийсодержащего газа,

более детально процессы очистки гелия от примесей изложены в [30]. В работе [32] приводятся возможные пути оптимизации процесса тонкой очистки гелиевого концентрата, представлены техникотехнологические решения с использованием процессов короткоциклового адсорбции и мембран в блоке очистки гелиевого концентрата от азота.

В качестве примера завода по выделению гелия из природного газа, базирующегося на криогенной технологии, может быть приведен Оренбургский гелиевый завод. На сегодняшний день Оренбургский гелиевый завод единственный производитель и поставщик гелия в России. Завод функционирует с 1978 г., одной из особенностей завода, является работа на природном газе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) с низким содержанием гелия в природном газе – 0,055 % об. Объем производства гелия в 2017 году составил 5,1 млн м³ (3,2 % мирового рынка).

На Оренбургском гелиевом заводе применяется классическая технология выделения газообразного гелия, состоящая из двух стадий. Получение гелиевого концентрата идет по технологической схеме вариант 2 (> 80 % об. гелия). После стадии тонкой очистки получается гелий высокой чистоты с содержанием гелия не ниже 99,99%, который и является товарной продукцией. Подробная схема и технологический цикл описаны в [33], где дополнительно приводятся этапы модернизации и улучшения технологии выделения гелия на предприятии.

Также различные существующие схемы по выделению гелия с применением криогенных технологий достаточно подробно описаны в [30], где рассматриваются технологические схемы получения гелиевого 27 концентрата и его тонкой очистки на заводе в Кейесе (США), Либерале (штат Канзас, США), заводе в Польше [34] и т.д.

Несомненными достоинствами криогенной технологии при выделении гелия из природного газа является: наличие обширного мирового и отечественного опыта применения данной технологии; высокая производительность установок, позволяющая перерабатывать необходимый

объем природного газа с месторождений; надежность и срок работы установок; высокая степень извлечения гелия из гелийсодержащего газового потока.

При этом реализация криогенной технологии требует больших затрат на строительство заводов/установок, требуется большое количество металлоемкого оборудования и специальных материалов применимых при криогенных температурах. Кроме того, должны быть соответствующие контрольно-измерительные приборы. Всё это приводит к высоким капитальным вложениям и эксплуатационным затратам. Кроме того, в следствии сложности всей системы, строительство и ввод в эксплуатацию установок занимает соответствующее время. Следующим моментом, несмотря на развитую систему теплообменников и рекуперации энергии, остаются значительные энергозатраты на охлаждение и сжижение компонентов природного газа.

2.2 Обзор некриогенных методов выделения гелия из природного газа

Можно выделить два основных принципа лежащих в основе некриогенных методов разделения газовых смесей: мембранный и адсорбционный. В основе процесса адсорбционного разделения газовых сред лежит явление связывания твердым веществом, называемым адсорбентом, отдельных компонентов газовой смеси, которое обусловлено силами взаимодействия молекул газа и адсорбента [35]. Принципом работы мембранных систем является разница в скорости проникновения компонент 28 смеси через материал мембраны. Движущей силой разделения газов является разница парциальных давлений на различных сторонах мембраны [36]. Рассмотрим подробнее перечисленные выше методы с учетом мирового опыта применения этих технологий для разделения смесей газов, а также обсудим возможность применения мембранных и адсорбционных методов для выделения гелия из природного газа.

2.3 Мембранные методы разделения газовых смесей

Мембранные процессы разделения газовых смесей основаны на различной способности газов проникать через полупроницаемые материалы – мембраны под действием перепада их парциальных давлений. Обычно, полупроницаемая мембрана имеет ассиметричную структуру. Верхний диффузионный слой является полупроницаемой перегородкой и покоится на пористой подложке, отвечающей за механические свойства мембраны [30]. Принципиальная схема мембранного разделения приведена на рисунке 2.3. Теория массопереноса в мембранах разработана достаточно детально и может быть практически использована для описания реальных процессов мембранного газоразделения. Наиболее полно теоретические основы мембранного разделения газов представлены в работах [37 - 40].

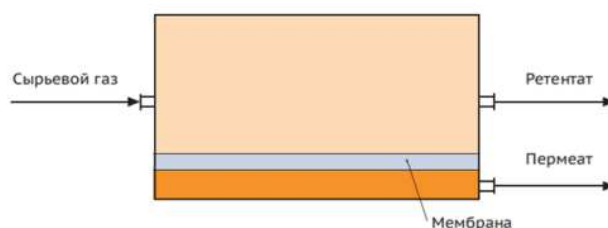


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема мембранного разделения

Как правило, процесс мембранного разделения включает в себя несколько последовательных стадий: 1 – перенос компонентов исходного потока к мембране; 2 – сорбция этих компонентов в мембране; 3 – транспорт их через мембрану; 4 – десорбция из мембраны; 5 – отвод продуктов разделения с противоположной стороны мембраны [41].

На каждой стадии процесса перенос вещества встречает определенное сопротивление. В случае газофазного проникания стадии 1 и 2 исключаются, а сопротивление на стадиях 2 и 4 довольно незначительно. Транспорт вещества

через полимерную мембрану связан с диффундированием и растворением его в мембране, т.е. является результатом сложных молекулярных взаимодействий. Принято говорить о диффузионной растворимости газа.

Основными интегральными характеристиками мембраны являются коэффициент проницаемости K и коэффициент разделения или селективности α . Коэффициент проницаемости показывает способность вещества проникать через материал мембраны, его численное значение определяет количество пермеата, проходящего в единицу времени через единицу рабочей площади мембраны, имеющей единичную толщину, при единичной движущей силе, имеет размерность моль/(м·с·Па). Коэффициент разделения или селективности α выражает отношение концентраций компонентов в пермеате, отнесенное к такому же отношению концентраций этих компонентов в разделяемой смеси.

По конструктивному исполнению известные мембраны можно разделить на плоские и спирально скрученные мембраны (рулонные), а также мембранные полые волокна. На рисунке 2.4 приведены конструкции половолоконного и рулонного мембранного элемента. Рулонные мембранные элементы более просты в изготовлении, однако для половолоконных элементов значительно выше плотность упаковки мембранного материала, что приводит к их меньшему потребному количеству и, как правило, меньшим размерам газоразделительной установки.



Рисунок 2.4 – Конструкция половолоконного (слева) и рулонного (справа) мембранного элемента

В настоящее время за рубежом (главным образом в США) в нефтяной и газовой промышленности достаточно широко используются мембранные процессы, при этом рынок мембранных технологий является устойчивым и развивающимся. Поставки мембранного оборудования осуществляются такими фирмами, как Dow Chemical, Air Products, Air Liquid, DuPont, Union Carbide, UOP, Monsanto годовым оборотом более 10 млрд. дол. Быстрое развитие мембранной техники в США и её внедрение в нефтегазодобывающей промышленности было вызвано распространением технологии Enhanced Oil Recovery (EOR) – повышением нефтеотдачи путем закачки CO₂. В России практически отсутствует практика использования CO₂ для увеличения нефте- и конденсатоотдачи, поэтому применение мембранных технологий пока не получило столь широкого применения в Российской газовой и нефтяной промышленности.

Мембранный процесс газоразделения имеет ряд особенностей, требующих специальных условий для его применения [36]:

- один из продуктов разделения имеет пониженное давление;
- организация многостадийного/противоточного процесса связана со значительными затратами энергии для компрессии потоков проникшего низконапорного газа;
- ограниченная пропускная способность мембранных аппаратов при больших расходах требует секционирования установки, что усложняет установку, снижает её надежность и требует использование специальных систем контроля-регулирования;
- наличие в природных газах примесей, ухудшающих работу мембран (ингибиторы коррозии и гидратообразования, влага, тяжелые углеводороды), требует дополнительной очистки газа перед подачей на мембраны и использования мембранных материалов повышенной химической стойкости.

При сравнении с другими методами газоразделения, мембранный процесс имеет, как правило, большую селективность, чем однократное равновесное

испарение (процесс, широко используемый при ректификации в различных отраслях промышленности [42]), не требует охлаждения до низких температур и циркуляции абсорбентов, что снижает до минимума издержки эксплуатации. Поэтому, если мембранный процесс способен обеспечить необходимое качество продукта при необходимых технологических параметрах, это может существенно поднять эффективность процессов газоразделения. При этом рациональным может быть использование комбинированных схем газоразделения, когда мембранные установки включаются в существующую технологическую цепочку и улучшают работу традиционных установок. Ещё один вариант, это использование мембранных установок как вспомогательного процесса, что при минимальном риске и небольших издержках позволяет получить повышение эффективности в целом.

В настоящее время, наибольшая доля использования газоразделительных мембран приходится на процессы воздухоразделения и выделения диоксида углерода (CO_2) из природного газа. Газоразделительные мембраны также используются для выделения водорода (H_2) из газов нефтехимических производств, отбензинивания и осушки природного и попутного нефтяного газов, подготовки газов и других целей. В таблице 2.1 приведена информация по крупнейшим мировым компаниям производителям мембранных элементов и примерному количеству рабочих установок в мире (данные на 2010 год).

Таблица 2.1 – Мировой опыт применения мембранной технологии

Компания, название процесса	Назначение процесса	Количество установок	Примечание
Air Products and Chemicals, Inc., PRISM	Выделение и очистка H_2 , извлечение H_2 из газа	> 270	Степень чистоты H_2 90-98 %
Air Liquide S.A., MEDAL	Выделение и очистка H_2	> 100	Степень чистоты H_2 90-98 % в эксплуатации с 1987 г.
UOP LLC., POLYSEP	Выделение и очистка H_2 , извлечение H_2 из газа	> 50	Степень чистоты H_2 70-99 %, Q – до 8,5 млн. m^3 /сут.

Окончание таблицы 2.1

Компания, название процесса	Назначение процесса	Количество установок	Примечание
UOP LLC., SEPAREX	Удаление CO ₂ , H ₂ O из природного и попутного газа, повышение теплоты сгорания газа	> 60	Работа с 1981 г. P = 2,8 -11 МПа, Q – до 28 млн. м ³ /сут.
NATCO Group Inc., CYNARA	Удаление CO ₂	> 30	Q = 15,6 - 20 млн. м ³ /сут. Самая крупная в мире мембранная установка на морской платформе
UBE Industries., Ltd	Выделение и очистка H ₂ , извлечение H ₂	> 50	Степень чистоты H ₂ 90-99 %

Внедрение мембранного процесса выделения CO₂ из природного газа позволяет интенсифицировать традиционные процессы физической и химической абсорбции в целях снижения энергоемкости, потерь реагентов, загрязнения окружающей среды и обеспечивает высокую рентабельность установок.

Использование мембран для выделения CO₂ из углеводородных газов было бы невозможно без разработки мембранных материалов с соответствующими селективностью и производительностью. Промышленные образцы таких мембран были созданы в США к концу шестидесятых годов. Следует отметить, что лидирующие позиции занимают фирмы США и Японии [43]. Большая часть предложений на рынке мембран для выделения CO₂ приходится на спиральные (рулонные) мембранные аппараты с плоскими ассиметричными мембранами выполненными на основе ацетатов целлюлозы [43, 44, 45] (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Характеристики мембран с производительностью $Q = 10 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{с} \cdot \text{МПа}$

Материал	Ацетат целлюлозы	Ацетат целлюлозы	Полисульфон с ПСН покрытием
Тип	Плоская асимметричная	Асимметричное полое волокно	Композиционное полое волокно
CO ₂	123	30	29.2
H ₂ S	204	51	-
CH ₄	4,3	0,94	1,8
C ₂ H ₆	2,1	0,47	-
N ₂	4	0,9	5,2
Тип мембранной аппаратуры	спиральные	половолоконные	половолоконные
Компания поставщик: 1. A/G Technology. 2. Air Products (Separex). 3. Synara (Dow Chemical). 4. Grace Membrane Systems. 5. International Permeation. 6. Monsanto.	1, 2, 4, 5	3, 5	6

Основные позиции на рынке мембран для выделения водорода, занимают половолоконные технологии на основе полисульфоновых композиционных мембран фирмы “Monsanto”, мембран на основе полиимида фирмы “UBE Industries”, полиакриламида “Medal” фирмы “L’Air Liquid” и тетрабромполикарбоната от IGS Generon. Единственным российским производителем мембранных модулей и установок является ЗАО «Грасис», которое сотрудничает с компанией UBE.

Заявляемый производителями мембранных элементов срок службы для рулонных мембран от 5 до 10 лет, для половолоконных мембран – не менее 10 лет. При этом, существуют примеры работы установок для выделения водорода на мембранных элементах компании UBE, находящиеся в эксплуатации без замены мембран более 15 лет, при режиме: давление 16 – 17,5 МПа,

производительность 304 – 456 м³ /год и более 21 года, при режиме: давление 2,8 МПа, производительность 224 м³ /год.

2.4 Мембранная технология для получения гелия

Как было показано в предыдущем параграфе мембранные технологии получили широкое распространение в технологиях разделения газов, доказали эффективность и прочно заняли свою нишу.

Наиболее подходящим материалом для мембран при извлечении гелия из природного газа может быть кварцевое стекло и другие силикатные материалы, которые являются проницаемым для гелия и практически непроницаемым для других компонент природного газа [46]. Другими перспективными материалами для мембранных элементов могут быть различные полимерные соединения [47].

Отличительной особенностью силикатных материалов является их высокая селективность разделения смеси гелий-метан, коэффициент разделения газовой смеси гелий-метан для них даже при температуре 400 °С достигает значений $\alpha \sim 10^6$, газопроницаемость же существенно зависит от их состава [48]. Это, наряду с термостойкостью, является существенным технологическим преимуществом стеклянных силикатных мембран над полимерными [49]. Однако, несмотря на огромную селективность, эффективность силикатных мембран не велика по причине их низкой проницаемости. Из силикатов кварцевое стекло характеризуется максимальным значением коэффициента гелиевой проницаемости, которое при 25 °С составляет $1,6 \cdot 10^{-17}$ (моль·м)/(м²·с·Па) [50]. Для боросиликатного стекла, содержащего в составе около 19 моль.% оксидов-модификаторов, эта величина уменьшается на два порядка и составляет $2,2 \cdot 10^{-19}$ (моль·м)/(м²·с·Па) [51]. Принято считать, что ионы оксидов модификаторов занимают пустоты в структурной сетке стекла, тем самым препятствуя диффузии гелия.

Также следует отметить сложность изготовления волоконных мембранных элементов из силикатных материалов, так как материал, как правило, является тугоплавким, а получаемые волокна – хрупкими, что отрицательно сказывается на надежности установок с такими мембранными элементами.

Полимерные же материалы обладают более высокой газовой проницаемостью, но на несколько порядков меньшей селективностью по отношению к силикатным материалам, кроме того процесс изготовления мембранных элементов из полимерных материалов более технологичен, а сами мембранные элементы более устойчивы к механическим повреждениям.

Одна из возможных конфигураций мембранного блока для выделения гелия – расположение пучка стеклянных или полимерных капилляров таким образом, чтобы газовая смесь под большим давлением омывала капилляры, в которых собирается гелий. Для проведения процесса разделения пучок запаянных с одной стороны капилляров помещается внутрь трубы, через которую пропускают гелий содержащий газ. Открытыми концами капилляры подходят к общему коллектору, в который вытесняется гелий. Мембраны для извлечения гелия должны обладать высокой проницаемостью для гелия, быть химически и физически стабильными, не иметь дефектов в виде микропор, выдерживать сравнительно низкие температуры и высокие перепады давления между перерабатываемым природным газом и полученным концентратом гелия. Процесс разделения проводят при температурах от -5 до $+25$ °С, перепад давления на мембране достигает 2,5 – 3,5 МПа и выше, содержание гелия в получаемом концентрате составляет 80 – 90 % об. Мембранный метод достаточно эффективен при небольших количествах перерабатываемого сырья. В настоящее время научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по разработке мембранной технологии получения гелия весьма интенсивно продолжаются [52].

По имеющимся данным, первая в мире промышленная установка на основе мембранного выделения гелия из природного газа построена в Алжире,

с использованием технологии и мембранных элементов компании UOP. Строительство установки завершилось в 2013 году, проектная производительность должна составить ~ 1,2 млрд. м³ /год природного газа. Запуск и тестирование планировались на 2013 год. На текущий момент в открытых источниках нет данных по параметрам работы этой установки и её эффективности.

Также активно идут изыскания по возможности создания и применения мембранных установок для выделения гелия на месторождениях природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока в России. Для апробации технологии мембранного выделения гелия из природного газа с конца 2013 года на Ковыктинском ГКМ при участии ООО «Газпром добыча Иркутск», ПАО «ВНИПИ газдобыча», АО «ЦКБН» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводится испытание опытно-промышленной мембранной установки (ОМПУ-100), поставляемой АО «Грасис» (рисунок 2.5) [53].

В установке используются промышленные полуволоконные мембранные элементы японской компании UBE Industries Ltd. Заявлены следующие параметры установки ОМПУ-100, способность работать при входном давлении 3,5 МПа и 9,8 МПа и в таких режимах производить, от 30 до 130 млн. м³ гелия в год соответственно [54].



Рисунок 2.5 – Внешний вид мембранных модулей [53]

В 2017 году сообщалось об успешно проведенных испытаниях опытнопромышленной мембранной установки [REDACTED]. Так же на основе полученных данных испытаний планируется разработка и проектирование промышленной установки мембранного выделения гелия для Чайдинского НГКМ.

При этом ключевым вопросом является применение в вышеописанных установках мембранных элементов зарубежных компаний, с учетом осложненной внешнеполитической обстановки и возможности распространения санкций на поставку оборудования.

Альтернативой мембранной технологии с классической конфигурацией мембранного блока с стеклянными или полимерными капиллярами, может служить предлагаемая в институте теоретической и прикладной механики СО РАН мембранно-сорбционная технология выделения гелия [27, 55]. Как уже было отмечено во введении, отличительной особенностью предлагаемого метода является применение в качестве мембранных элементов полых микросферических частиц из силикатных материалов, стенка которых селективно проницаема для гелия и непроницаема для остальных компонент природного газа. Сферическая форма и малые размеры частиц определяют их высокую гидростатическую прочность, что в итоге позволяет работать при более высоких значениях давления, тем самым увеличивая темпы процессов газоразделения. Также микросферические частицы обладают высоким значением суммарной удельной поверхности – отношением площади поверхности всех частиц к занимаемому ими объему, тем самым увеличивается площадь газоразделения по сравнению с классическими мембранными элементами. При этом разрушение части мембранных элементов не приводит к нарушению работы всей установки, что в целом повышает надежность газоразделительных установок. Микросферические частицы, выполненные из силикатных материалов, обладают высокой термостойкостью и химической инертностью. Ещё одним несомненным плюсом является отработанная технология производства различных типов полых микросферических частиц,

как за рубежом (компания «ЗМ» и т.д.), так и в российских компаниях (АО «НПО Стеклопластик», ЗАО «Гранула» и т.д.). На текущий момент микросферические частицы получили широкое применение в самых различных областях человеческой деятельности: в нефтегазовой промышленности при производстве облегченных тампонажных и буровых растворов [56]; в химической и лакокрасочной промышленности как специальные добавки и наполнители, в том числе и для композитных материалов [57]; в строительстве при изготовлении различных легковесных теплоизоляционных материалов, сверхлегких бетонов [58, 59]; медицине и т. д. Из возможных недостатков предлагаемого мембранно-сорбционного метода извлечения гелия из природного газа, можно отметить дополнительные энергозатраты, связанные с циклическим режимом работы газоразделительных установок и, соответственно, необходимостью дополнительной перекачкой, компримированием газа.

Первые теоретические и экспериментальные исследования возможного применения полых микросферических частиц в процессах газоразделения велись в ИТПМ СО РАН и ИХХТ СО РАН. В диссертационной работе Верещагина А. С. [60] посвященной математическому моделированию процессов обогащения газов с использованием ценосфер (полые микрочастицы получаемые в процессе сжигания угля на ТЭС), приводятся экспериментальные результаты, показывающие возможность применения полых микрочастиц для выделения гелия. В дальнейшем активно исследовались физико-химические свойства ценосфер их гелиевая проницаемость, различные методы модификации стенки ценосфер для увеличения гелиевой проницаемости материала [61-63]. В результате было подготовлено несколько патентов направленных на получение селективных мембран «микросферическая газопроницаемая мембрана и способ ее получения» [64], и способов разделения газовой смеси используя полые микросферические мембраны [55, 65].

2.5 Адсорбционные технологии выделения гелия

Использование адсорбционных методов для выделения гелия из природного газа крайне затруднительно в связи с высокой химической инертностью гелия, поэтому при их реализации требуется обеспечить адсорбцию всего объема метана и других компонентов природного газа, что в свою очередь приведет к значительным габаритам используемого оборудования и, как следствие, крайне высоким капитальным вложениям в создание установки. Как правило, различные варианты адсорбционных технологий применяют уже для тонкой очистки гелиевого концентрата и его доведения до товарного гелия (концентрация гелия > 99,8 % об.) или же для переработки и разделения небольших объемов гелийсодержащего газа.

Для достижения высоких степеней извлечения гелия необходимо использовать несколько циклов сорбции-десорбции в последовательно расположенных аппаратах, что делает адсорбционную установку весьма громоздкой и требует больших затрат на повторное компримирование газа. Основным недостатком адсорбционного метода заключается в большой энергоемкости стадий десорбции, для чего обычно используют нагревание адсорбента, вакуумирование, продувку инертным газом, вытеснение примесей более легко адсорбирующимся веществом.

На месторождениях газа в США с высоким содержанием азота (15 – 20 % об.) реализуются принципы разделения газа за счет избирательной абсорбции углеводородной жидкостью. Основной целью при разработке процесса было не извлечение гелия, а очистка богатого азотом попутного нефтяного газа.

Ещё один известный в литературе абсорбционный процесс получения гелия основан на абсорбции природного газа фторсодержащими соединениями (CCl_3F , CCl_2F_2 и др.), которые обладают высокой поглотительной способностью по отношению к компонентам природного газа, кроме самого гелия [28]. Так, например, метан в этих соединениях в 10 – 20 раз более растворим, чем гелий. С понижением температуры абсорбции до $-20 \div -30$ °C растворимость всех

компонентов газа возрастает, причем для гелия эта растворимость увеличивается значительно меньше, чем для других компонентов. Таким образом, из абсорбера на установке получения гелия выходит гелий достаточно высокой концентрации.

Другой некриогенный способ извлечения гелия из природного газа, добываемого на месторождениях малой мощности, представляет вариант безнагревной короткоцикловой адсорбции (КЦА) с применением вакуумирования. Он был разработан и внедрен в производство на трех заводах американской компании Nitrotec. Поглощаемыми компонентами в этом случае являются азот, метан, этан, более тяжелые углеводороды и углекислый газ, которые на первом этапе собираются в системе адсорберов, содержащих особый угольный адсорбент. Рабочий цикл каждого из адсорберов состоит из следующих стадий: повышение давления, адсорбция, рецикл, сброс давления, вакуумирование. На первом этапе получается гелиевый концентрат, который на втором этапе очищается до гелия марки “А” тем же способом. Сообщается о составах природного газа с двух месторождений, где таким методом извлекается гелий: 1) 5 % гелия, 65 % азота и 30 % углеводородов; 2) 1 % гелия, 26 % азота и 73 % углеводородов. Коэффициент извлечения гелия составляет 99,999 %. Производительность установок варьируется от 18 до $180 \cdot 10^6$ м³ в год природного газа. Отмечается, что процесс рентабелен в условиях экономики США, если концентрация гелия в природном газе превышает 1 %.

2.6 Получение гелия гидратообразованием

Получение гелия гидратообразованием основано на его неспособности при пониженных температурах и повышенных давлениях образовывать кристаллогидраты, в то время как другие компоненты газа (легкие углеводороды, диоксид углерода, сероводород, азот) кристаллогидраты образуют. Однако существенным недостатком этого процесса является большая

потребность в воде, т. к. соотношение поступающих в контактор воды и природного газа по массе должно быть в пределах от 20 : 1 до 100 : 1 [52].

2.7 Обобщение информации по технологиям извлечения гелия

Характеристика современных технологий извлечения гелия из природного газа представлена в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Характеристика современных технологий извлечения гелия

Криогенная	Мембранная	Адсорбционная	Гидратообразование
<p>1. Традиционная технология, эффективность которой подтверждена мировым и отечественным опытом;</p> <p>2. Высокая производительность;</p> <p>3. Надежность и срок работы;</p> <p>4. Высокая степень извлечения гелия;</p> <p>5. Помимо гелиевого концентрата получаем СПГ;</p> <p>6. Высокие капитальные вложения</p> <p>7. Сложность технологии;</p> <p>8. Рентабельна для многотоннажного производства.</p>	<p>1. Возможность получения кондиционного газа, направляемого потребителям, с сохранением гелия в ПХГ;</p> <p>2. Сохранение в составе товарного газа гомологов метана;</p> <p>3. Масштабируемость;</p> <p>4. Простота эксплуатации;</p> <p>5. Минимальные потери давления подготовленного газа;</p> <p>6. Отсутствие расходных материалов;</p> <p>7. Новизна технологии;</p> <p>8. Эффективное применение в среде небольших объемов получаемого продукта;</p> <p>9. Высокие требования к материалу мембраны;</p> <p>10. Низкие капитальные вложения и эксплуатационные затраты.</p>	<p>1. Эффективно применять для тонкой очистки гелия;</p> <p>2. Высокая стоимость оборудования;</p> <p>3. Огромные габаритные размеры;</p> <p>4. Требуется предварительная очистка сырья от водорода.</p>	<p>1. В России не применяется;</p> <p>2. Высокая зависимость от концентрации Не в сырье;</p> <p>3. Соотношение воды и гелия – 100:1;</p> <p>4. Огромные затраты энергии.</p>

2.8 Качественные характеристики товарного гелия газообразного (сжатого)

Гелий применяется для создания защитной атмосферы при плавке, резке и сварки активных металлов. Газообразный гелий нашел свое применение как компонент для изготовления дыхательных смесей, как инертная среда для технологических процессов, так же он используется в течеискателях, наружной неоновой рекламе, для заполнения шаров и дирижаблей и т.д.

В РФ основным показателем товарного качества гелия является его соответствие техническим требованиям, установленными ТУ 0271-135-31323949-2005 [23], которые ссылаются на нормативно-техническую документацию, представленную в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Ссылочные нормативные документы, формирующие ТУ 0271-135-31323949-2005 «Гелий газообразный (сжатый)» [23]

Обозначение нормативного документа, на который дана ссылка	Наименование нормативного документа	Номер раздела, пункта, подпункта
ГОСТ 12.4.011-89	ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.	3.5
ГОСТ 12.4.021-75	ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования.	3.4
ГОСТ 949-73 [66]	Баллоны стальные малого и среднего объема для газов на $P_r \leq 19,6$ МПа (200 кгс/см ²). Технические условия.	2.2.1, 2.2.2
ГОСТ 2405-88	Манометры, вакууметры, мановакууметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия..	2.2.1
Обозначение нормативного документа, на который дана ссылка	Наименование нормативного документа	Номер раздела, пункта, подпункта
ГОСТ 2939-63	Газы. Условия для определения объема	Раздел 1, 2.2.1
ГОСТ 9293-74	Азот газообразный и жидкий. Технические условия	5.5, приложение В
ГОСТ 9731-79 [67]	Баллоны стальные бесшовные большого объема для газов на $P_r \leq 31,4$ и 39,2 МПа (320 и 400 кгс/см ² соответственно). Технические условия.	2.2.1

Окончание таблицы 2.4

Обозначение нормативного документа, на который дана ссылка	Наименование нормативного документа	Номер раздела, пункта, подпункта
ГОСТ 12247-80 [68]	Баллоны стальные бесшовные большого объёма для газов на $P_p \leq 24,5$ МПа (250 кгс/см^2). Технические условия.	2.2.1
ГОСТ 14192-96	Маркировка грузов.	2.2.4
ГОСТ 19433-88	Грузы опасные. Классификация и маркировка.	2.2.4
ГОСТ 30319.1-2015	Газ природный. Методы расчёта физических свойств.	Раздел 1
ГСССД 70-84	Гелий-4 жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоёмкость при температурах 2,4-450 К и давлениях 0,05-100 МПа.	Приложение А, приложение Г
ПБ 03-576-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением	2.2.3, 3.6, 6.2
СТП 0156500-27-2005 [69]	Методика выполнения измерений объёмной доли примесей неона, водорода, кислорода + аргона, азота, метана, оксида углерода и диоксида углерода в гелии марок «А» и «Б», - ООО «Оренбурггазпром», Гелиевый завод, г. Оренбург, 2000 г.	2.1.2, 5.3
Постановление Госнаба СССР от 21.01.1991, .N21 (п.п. 35,37)		2.2.5, 2.2.6
5К1.550.130 ТУ [70]	Гигрометр кулонометрический Байкал-5Ц	5.4

Согласно ТУ 0271-135-31323949-2005 [23] выделяется две марки газообразного гелия – А и Б, требования к которым указаны в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Требования для марок А и Б [23]

Наименование показателя	Значение для марки гелия		Метод испытания
	А	Б	
Объёмная доля, %:			
1. Гелия, не менее	99,9950	99,9900	По 5.2
2. Водорода, не более	0,0001	0,0025	По СТП 0156500-27 [69]
3. Азота, не более	0,0005	0,0020	По СТП 0156500-27 [69]
4. Кислорода + аргона, не более	0,0001	-	По СТП 0156500-27 [69]
5. Кислорода, не более	-	0,0005	По СТП 0156500-27 [69]
6. Аргона, не более	-	0,0001	По СТП 0156500-27 [69]
7. $\text{CO}_2 + \text{CO}$, не более	0,0002	0,0010	По СТП 0156500-27 [69]
8. Углеводородов, не более	0,0001	0,0005	По СТП 0156500-27 [69]
9. Неона, не более	0,0040	0,0090	По СТП 0156500-27 [69]
10. Водяных паров, не более	0,0005	0,0020	По 5.2

Пункт 5.2 в ТУ 0271-135-31323949-2005 [23] содержит информацию о методике определения содержания гелия в пересчете на сухое вещество C_{He} , %, которая представляет из себя расчет по формуле:

$$C_{He} = 100 - \sum_{i=1}^n C_i, \quad (2.1)$$

где C_i – объемная доля i -ой примеси, %;

n – количество определяемых примесей (без водяных паров).

Чтобы определить объёмную долю водорода, азота, кислорода, аргона, окиси углерода, двуокиси углерода, углеводородов, неона в гелии руководствуются СТП 0156500-27 [69].

Для определения содержания водяных паров, применяют гигрометр Байкал 5-Ц (по 5К1.550.130 ТУ [70]), с помощью которого получают их объёмную долю в гелии – $C_{B(ppm)}$.

Пересчет содержания водяных паров из показаний гигрометра $C_{B(ppm)}$ в миллионных долях объёма (ppm) в % об. $C_{B(\%об.)}$ производится с помощью формулы:

$$C_{B(\%об.)} = 0,0001 * C_{B(ppm)} \quad (2.2)$$

Марки товарного качества гелия отличаются между собой не только содержанием объемных долей самого продукта и его примесей, но и отношением к процедуре контроля качества продукции. Для газообразного гелия марки А проба отбирается из каждого баллона, а для марки Б осуществляется выборочный контроль.

Поставки гелия должны осуществляться в стальных баллонах по ГОСТ 949-73 [66], заполненных до давления $(14,7 \pm 0,5)$ МПа (150 ± 5) кгс/см² при 20 °С. Также допускается поставлять его в транспортных емкостях изготовленных

в виде специализированных контейнеров и Ж/Д агрегатов на базе 400 литровых стальных баллонов по ГОСТ 12247-80 [68], ГОСТ 9731-79 [67] с рабочим давлением до $(39,2 \pm 1)$ МПа (400 ± 10) кгс/см²) при 20 °С.

Баллоны, в соответствии с ГОСТ 949-73 [66], для газообразного гелия должны быть снабжены мембранными вентилями КВБ-53, КВБ-53-1 или ВБМ-1, ВБ-20-000, на штуцеры которых, по требованию потребителя, навёртываются заглушки.

3 Характеристика объекта исследования

Для применения методов утилизации гелия на участках сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции мной было выбрано ██████████ нефтегазоконденсатное месторождение (далее Месторождение X).

Как сообщает источник [71], Месторождение X – одно из самых больших в России. Является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «██████████» (наряду с ██████████ месторождением в Иркутской области). Лицензионное право на пользование недрами принадлежит ПАО «Газпром». ООО «Газпромнефть-Заполярье» (дочка «Газпром нефти») разведывает залежи нефти на условиях ДРОДа с ООО «Газпром добыча Ноябрьск», которое разрабатывает газовую часть.

Месторождение X является уникальным по запасам газа, который обладает гелиеносностью ██████████ %, и крупным по запасам нефти. Информация по запасам газа, конденсата, нефти и гелия указана в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Запасы газа, конденсата, нефти, гелия нефтегазоконденсатного месторождения

Запасы	Категория	Значение	Источник
Газ, трлн. м ³	C ₁ +C ₂	██████████	[72]
Газ, трлн. м ³	B ₁ +B ₂	██████████	[73]
Жидкие углеводороды, млн. тонн	C ₁ +C ₂	██████████	[72]
Нефть и конденсат, млн. тонн	B ₁ +B ₂	██████████	[73]
Гелий, млн. м ³	ABC ₁ +C ₂ , (только газ ботуобинского продуктивного горизонта)	██████████	[5]

3.1 Физико-географическое описание района нефтегазоконденсатного месторождения

Месторождение X открыто в 1980 г. и расположено на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия), в ██████████ км

западнее города Ленска и в [REDACTED] км юго-западнее города Мирного (рисунок 3.1). В [REDACTED] км от месторождения расположен аэропорт города Талакана, который соединен с месторождением круглогодичной автодорогой, по данным [74].

Размеры месторождения: площадь – [REDACTED] км², высота – [REDACTED] м.

Географические координаты: [REDACTED] с. ш. [REDACTED] в. д.



Рисунок 3.1 – [REDACTED] [75]

Основные аспекты физико-географической характеристики района нефтегазоконденсатного месторождения приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Общие сведения о районе Месторождения X

Наименование аспекта	Значение, название объектов
Климат:	[REDACTED]
Температура воздуха среднегодовая, °С	[REDACTED]
Температура максимальная летняя, °С	[REDACTED]
Температура минимальная зимняя, °С	[REDACTED]
Среднегодовое количество осадков, мм	[REDACTED]
Преобладающее направление ветра	[REDACTED]
Наибольшая скорость ветра, м/с	[REDACTED]
Толщина снежного покрова, м	[REDACTED]
Мощность сезоннооттаивающего слоя, м	[REDACTED]
Строительно – климатическое районирование	[REDACTED]
Характеристика дорог	[REDACTED]
Основная транспортная магистраль	[REDACTED]
Ближайшая железнодорожная станция	[REDACTED]
Ближайший речной порт	[REDACTED]

Климат Ленского района резко континентальный. Особенностью резко континентального климата являются холодная зима, относительно жаркое лето, малое количество осадков и значительные годовые амплитуды температуры воздуха.

Арктические воздушные массы свободно проникают с Северного Ледовитого океана на протяжении всего года, усиливая низкие температуры в холодное время года и вызывая похолодание в летний период. Зима продолжительная, холодная и малоснежная, а лето короткое, на большей части территории засушливое с относительно высокими температурами.

Континентальность климата выражена большими годовыми амплитудами температур, достигающих рекордных значений.

Согласно материалам инженерных экологических изысканий на всей территории Ленского района распространены многолетнемерзлые толщи горных пород. Криолитозона прерывистая и островная, вдоль рек Лена и Нюя имеют место водоносные талики. Значительная прерывистость криолитозоны дает возможность маневра, согласно [76], позволяет размещать объекты хозяйственного освоения на участках без мерзлых толщ.

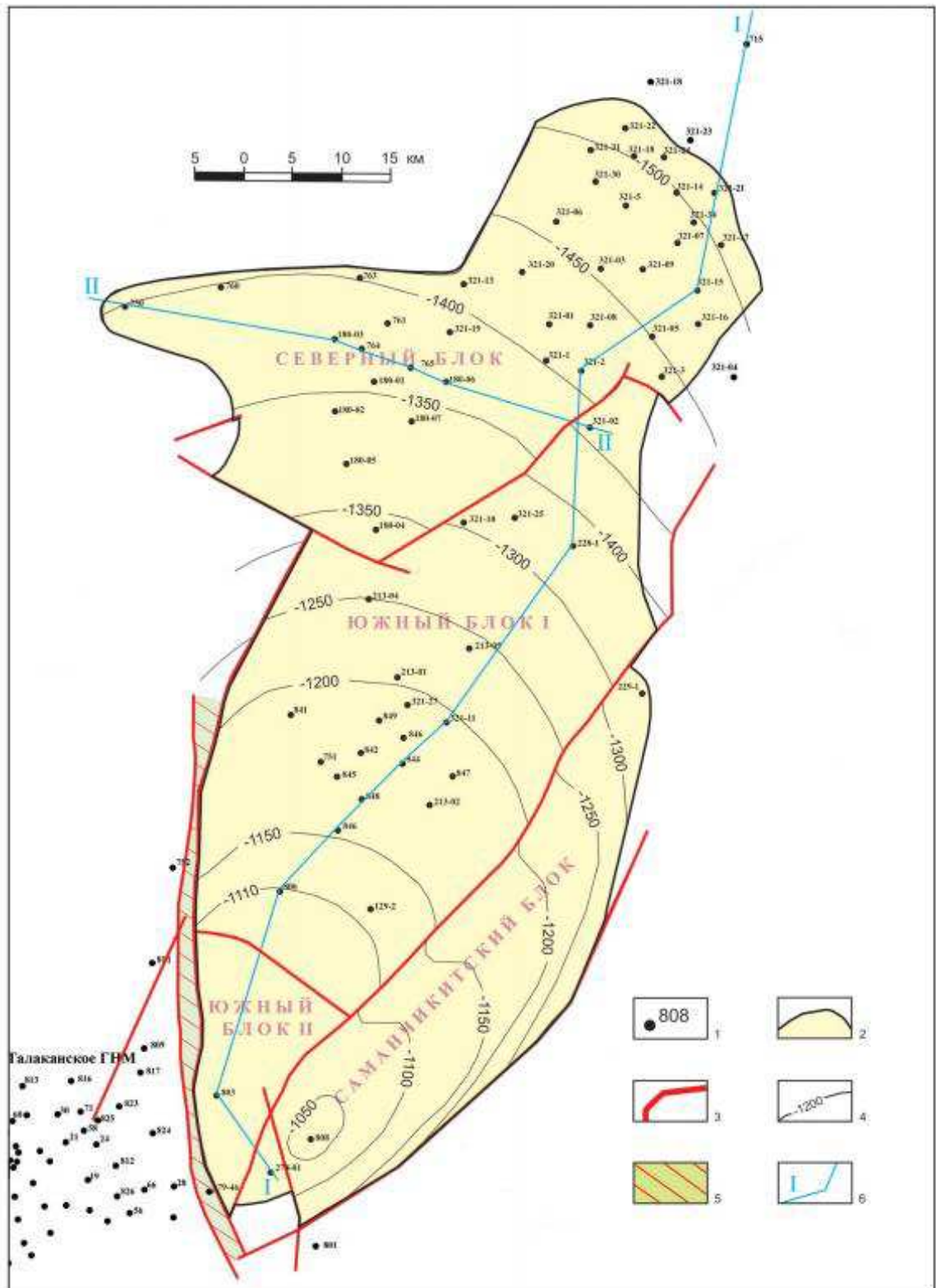
3.2 Геологическое строение нефтегазоконденсатного месторождения

В тектоническом плане Месторождение X приурочено к северо-восточной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы (рисунок 3.2). Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Непско-Ботуобинская антеклиза в пределах Месторождения X сложена вендскими и нижнекембрийскими отложениями и в малой степени отложениями среднекембрийского возраста. Венд-нижнекембрийскую толщу можно разделить на два комплекса: терригенный и сульфатно-галогенно-карбонатный.



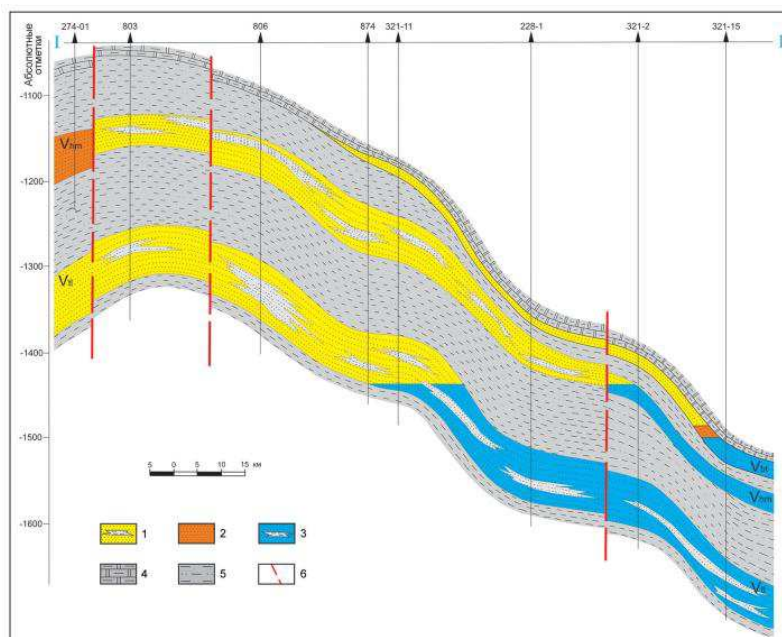
Рисунок 3.2 – Тектоническая карта южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [77]

Месторождение X разбито дизъюнктивными нарушениями на несколько тектонических блоков и отделено от Талаканского месторождения грабенообразным прогибом (рисунок 3.3). В разрезе нефтегазоконденсатного месторождения промышленные скопления углеводородов выявлены в трех горизонтах венда – талахском, хамакинском и ботуобинском (рисунок 3.4), залежи литологически ограничены. Северо-восточный склон Непско-Пеледуйского свода имеет слабовыраженное в рельефе валообразное строение (рисунок 3.5), ось которого протягивается вдоль границы с Предпатомским региональным прогибом.



1 – номер скважины; 2 – контур месторождения X; 3 – тектонические разломы; 4 – изогипсы кровли паршинской свиты; 5 – грабен; 6 – линии изученных профилей.

Рисунок 3.3 – Структурная карта по кровле паршинской свиты венда Месторождения X [78]



1 – песчаники газонасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 2 – песчаники нефтенасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 3 – песчаники водонасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 4 – аргиллиты; 5 – глинистые доломиты; 6 – тектонические разломы.

Рисунок 3.4 – Схематический профильный разрез продуктивных горизонтов Месторождения X по линии I-I [78]

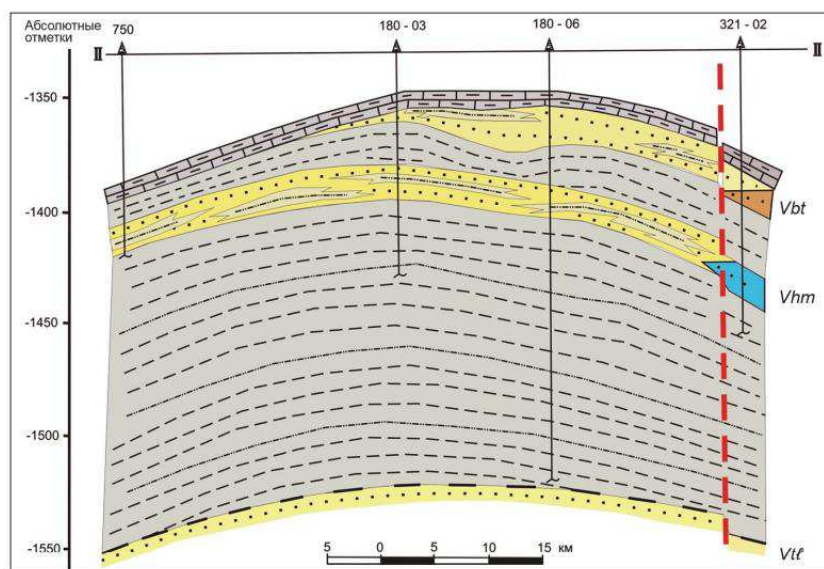


Рисунок 3.5 – Схематический профильный разрез продуктивных горизонтов Месторождения X по линии II-II (условные обозначения см. на рисунок 3.4) [78]

Геологический разрез района представляют нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента, рифейские, вендские, кембрийские, юрские и четвертичные отложения осадочного чехла, по данным [79]. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия (рисунок 3.6).

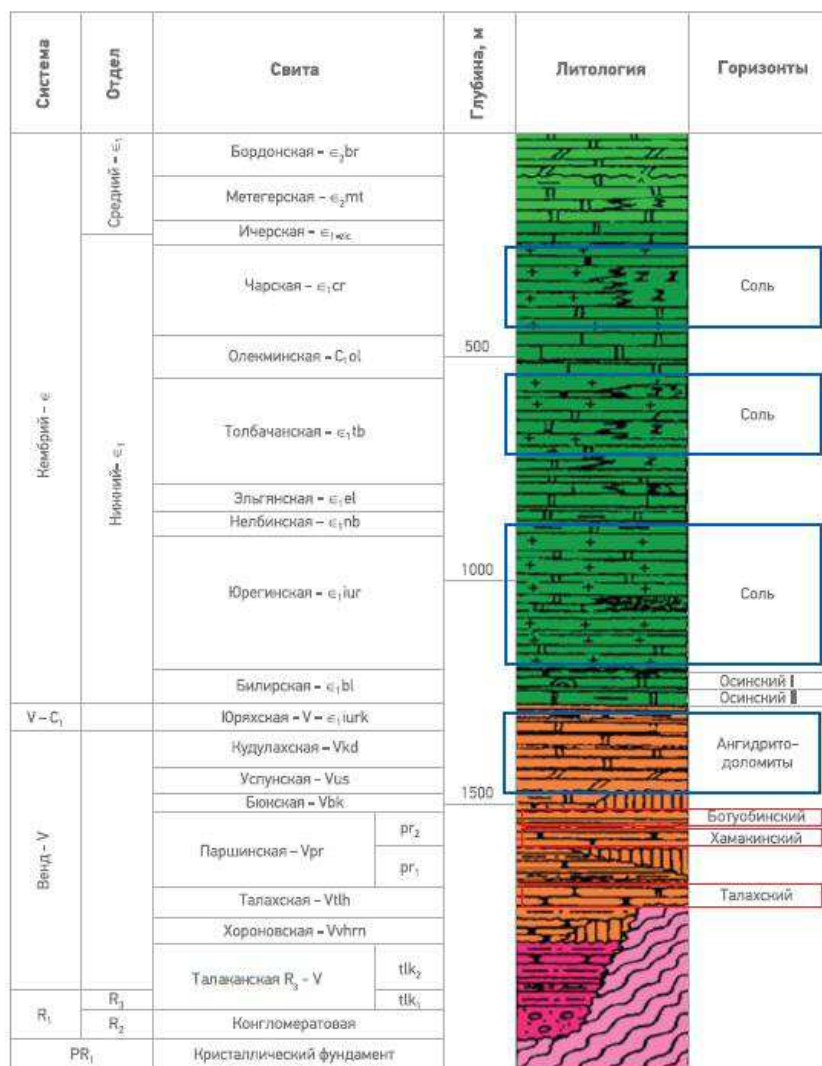


Рисунок 3.6 – Литолого-стратиграфический разрез Месторождения X [80]

3.2.1 Ботубобинский продуктивный горизонт

Запасы нефти Месторождения X приурочены к ботубобинскому продуктивному горизонту.

Залежь ботуобинского горизонта приурочена к головной сводовой части крупной песчаниковой линзы, вытянутой с юго-запада на северо-восток Непско-Ботуобинской антеклизы. Тектоническим нарушением залежь разбита на два гидродинамически изолированных блока: северный и южный.

По типу залежи ботуобинского горизонта являются в основном газоконденсатными с нефтяными оторочками. Оторочки вытянуты по площади и очень небольшие по толщине (до ■ м), двухконтактные.

Горизонт достаточно однородный по составу. Он сложен светло-серыми, коричневато-серыми и коричневыми песчаниками преимущественно кварцевого состава. Песчаники – от мелко- до среднезернистых, массивные, плотные, крепкие, иногда рыхлые, изредка горизонтально-слоистые, хорошо отсортированные.

Засолонение порового пространства частичное и распределено в объеме породы локально, поэтому коллекторы сохранили высокие фильтрационно-емкостные свойства. На рисунке 3.7 показано засолонение порового пространства на примере среднезернистого кварцевого песчаника [81].

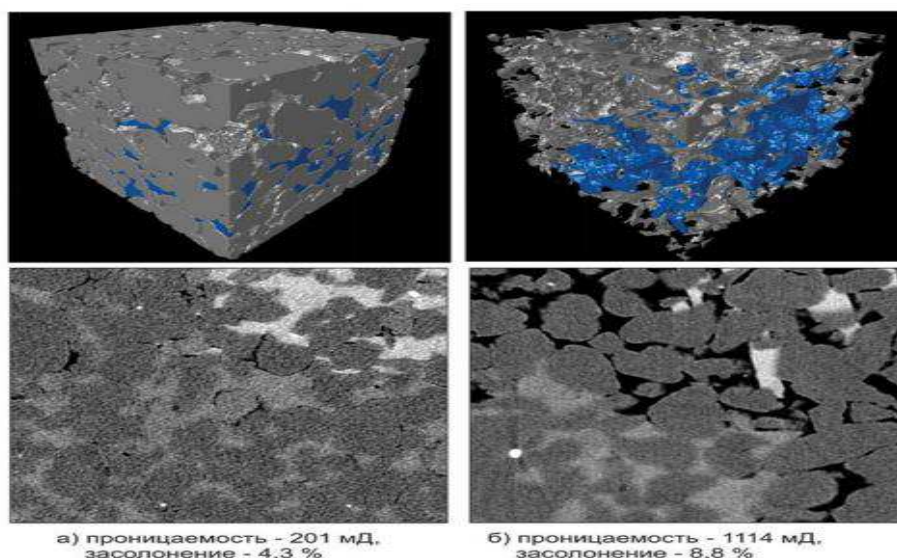


Рисунок 3.7 – Объемная 3D-модель (А, Б) и томографические срезы образца среднезернистого кварцевого песчаника [82]

Существует связь между засолением пор и продуктивностью скважин, что подтверждает график зависимости удельной продуктивности скважин от процента засоления пор, взвешенного по толщине продуктивного горизонта (рисунок 3.8).

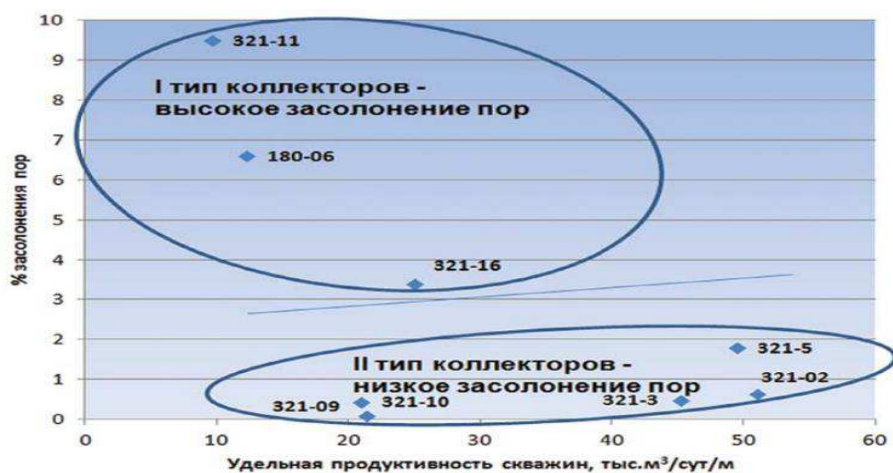


Рисунок 3.8 – Зависимость удельной продуктивности скважин от засоления порового пространства пород-коллекторов [83]

Анализируя данную диаграмму, в пределах ботубинского горизонта нефтегазоконденсатного месторождения выделяются два типа пород-коллекторов, представленных на рисунке 3.9.



Рисунок 3.9 – Типы пород-коллекторов в пределах ботубинского горизонта

3.2.2 Хамакинский продуктивный горизонт

Горизонт сложен линзовидными телами и продуктивен в южной части Северного блока, в Южном и Саманчакитском блоках. В более погруженной северной части Северного блока горизонт водонасыщен. В хамакинском горизонте сосредоточено ■% от всех запасов газа месторождения категории C_1+C_2 . По соотношению запасов газа и степени их разведанности хамакинский горизонт является основным объектом разведки.

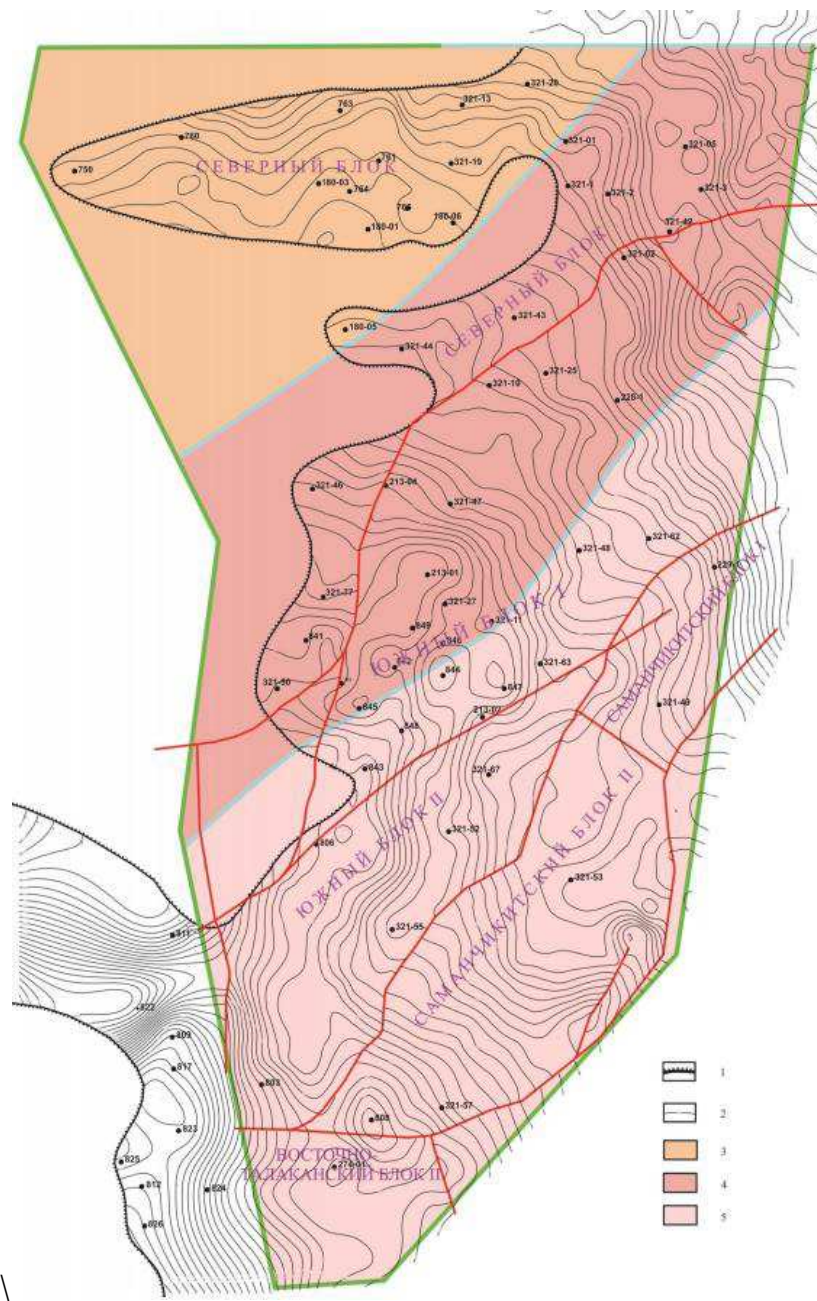
Хамакинский горизонт залегает среди аргиллитов паршинской свиты, которые являются верхним и нижним флюидоупорами. Общая эффективная толщина горизонта меняется в диапазоне от ■ м в восточной части Южного блока до ■ м в его центральной части.

Хамакинский продуктивный горизонт имеет сложное геологическое строение и состоит из двух пачек XM_1 и XM_2 (рисунок 3.10). Отмечается преимущественно кварцевый состав пород. Полевые шпаты практически отсутствуют (■■%).



Рисунок 3.10 – Геологическое строение хамакинского продуктивного горизонта

Коллекторы основного элемента горизонта (пачка ХМ₂) перекрываются коллекторами верхней песчаной пачки (пачка ХМ₁), подошва которой является поверхностью стратиграфического несогласия (рисунок 3.11).



1 – линия выклинивания коллектора; 2 – изогипса подошвы коллектора; 3 – Хамакинский в объеме ХМ₁; 4 – Хамакинский в объеме ХМ₁+ ХМ₂; 5 – ХМ₂.

Рисунок 3.11 – Соотношение верхней и нижней пачки в объеме хамакинского продуктивного горизонта Месторождения X [84]

3.2.3 Талахский продуктивный горизонт

Исходя из [85], в отложениях продуктивного горизонта выделяются следующие литотипы пород: гравелиты песчаные глинистые; песчаники гравелитистые плохо отсортированные, крупносреднезернистые, среднезернистые; аргиллиты алевритистые. Цементы смешанного состава, сульфатные, глинистые пленочные. Засолоненность пород в основном незначительна.

В основании талахского горизонта залегают отложения, представленные плохо отсортированными песчано-гравийными обломочными породами с многочисленными крупными обломками метаморфических и интрузивных пород. В матриксе присутствует значительное количество пелитоморфных частиц, что характерно для ледниковых отложений. Встречается градационная слоистость от гравелита к песчанику крупно- и среднезернистому.

Средняя часть разреза сложена чередованием гравелитов мелко- и крупнообломочных, кварцевых и полевошпатово-кварцевых песчаников, средне-крупнозернистых, со смешанным цементом, песчаников разнозернистых, плохо отсортированных, с глинистым поровым цементом, песчаников средне-мелкозернистых с глинистым базально-поровым цементом с прослоями алевролитов, интракластами и прослоями аргиллитов, тонким переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников мелкозернистых.

Верхняя часть разреза представлена песчаниками средне-мелкозернистыми и мелко-среднезернистыми со смешанным цементом с редкими прослоями и линзами аргиллитов и алевролитов и переслаиванием аргиллитов с линзами песчаника мелкозернистого, алевролитов, песчаников мелко- и среднезернистых и средне-крупнозернистых с базальным сульфатным цементом, иногда с интракластами аргиллитов.

Отложения горизонта формировались в сложных меняющихся условиях осадконакопления – ледниковых, переходных и прибрежных морских.

3.3 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов

Месторождение X, как и другие месторождения Восточной Сибири, имеет сложное геологическое строение и особые термобарические пластовые условия.

Продуктивные пласты имеют аномально низкие пластовые давления и от качества вскрытия, во многом, будет зависеть продуктивность скважин. Основные характеристики вскрываемых продуктивных пластов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристика вскрываемых пластов Месторождения X

Месторождение	Нефтегазоконденсатное месторождение		
	Vbk ₁ Ботуобинский продуктивный горизонт	Vpr ₂ Хамакинский продуктивный горизонт	Vtlh Талахский продуктивный горизонт
Интервал залегания, м	■	■	■
Тип коллектора	Порово-трещинный	Порово-трещинный	Порово-трещинный
Тип флюида	Газ, конденсат, нефть	Газ, конденсат	Газ, конденсат
Пористость, %	■	■	■
Проницаемость, мкм ²	■	■	■
Коэффициент газонасыщенности	■	■	■
Пластовое давление, МПа	■	■	■
Коэффициент аномальности	■	■	■
Толщина глинистого раздела флюид-вода, м	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Температура в пласте, °С	■	■	■

3.4 Свойства и состав пластовых флюидов

В трудах [86–90] были проведены физико-химические исследования углеводородного сырья (УВ) Месторождения X, где были изучены физико-химические и геохимические параметры газа (все исследованные скважины), газоконденсатов трех продуктивных горизонтов (скв. КБ-1 – КБ-6, КХ-1 – КХ-3, КТ-1 – КТ-4), нефти ботубинского горизонта (разведочные скважины, вскрывшие нефтяную оторочку НБ-1 – НБ-4).

3.4.1 Газ

Исходным сырьем является ботубинский, хамакинский, талахский газ. Характеристика природного газа, поступающего на УКПГ-█ и далее на УМВГК, приведена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Состав газа продуктивных горизонтов Месторождения X

Наименование параметра	Состав пластового газа, % об.		
	Ботубинский	Хамакинский	Талахский
Метан CH_4	█	█	█
Этан C_2H_6	█	█	█
Пропан C_3H_8	█	█	█
Изобутан i- C_4H_{10}	█	█	█
Нормальный бутан n- C_4H_{10}			
Азот N_2	█	█	█
Двуокись углерода CO_2	█	█	█
Гелий He	█	█	█
Водород H_2	█	█	█
Всего C_{5+}	█	█	█
Потенциальное содержание пластового газа, $г/м^3$ C_{5+}	█	█	█

Газ Месторождения X – метановый, по И.С. Старобинцу: «полужирный», низкоуглекислый, азотный, гелиеносный и низкоконденсатный.

3.4.2 Конденсат

Среднее содержание конденсата в пластовом газе: █████ г/см³ (ботуобинский горизонт), █████ г/м³ (хамакинского горизонт), █████ г/м³ (талахский горизонт).

Физико-химическая характеристика конденсатов каждого продуктивного горизонта Месторождения X приведена в таблице 3.5. Конденсаты в основном бесцветные или светло-желтые, являются очень легкими по плотности, маловязкими, беспарафинистыми и состоят из бензиновой фракции (выкипают до █████ °С).

Таблица 3.5 – Физико-химическая характеристика конденсатов [89]

Показатели	Значения					
	Номер скважины					
	К-1	К-2	К-3	К-4		
	Ботуобинский г-т			Ботуобинский г-т	Хамакинский г-т	Талахский г-т
Плотность при 20 °С, кг/м ³	████	████	████	████	████	████
Молекулярная масса	█	█	█	█	█	█
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	████	████	████	████	████	████
Содержание, % масс.:						
– парафина	████	████	████	████	████	████
– смол силикагелевых	████	████	████	████	████	████
Температура помутнения, °С	████	████	████	████	████	████
Температура застывания, °С	████	████	████	████	████	████

Окончание таблицы 3.5

Показатели	Значения					
	Номер скважины					
	К-1	К-1	К-1	К-1		
	Ботуобинский г-т	Ботуобинский г-т	Хамакинский г-т	Талахский г-т		
Фракционирование						
Температура начала кипения, °С	■	■	■	■	■	■
10 % (объемных) перегоняется при т-ре, °С	■	■	■	■	■	■
50 %	■	■	■	■	■	■
80 %	■	■	■	■	■	■
90 %	■	■	■	■	■	■
К.К., °С	■	■	■	■	■	■
Отгон, % объемн.	■	■	■	■	■	■
Остаток, % объемн.	■	■	■	■	■	■
Потери, % объемн.	■	■	■	■	■	■
Групповой углеводородный состав, % масс. на конденсат						
Метановые углеводороды, в т.ч.:	■	■	■	■	■	■
– нормальные		■		■	■	■
– изостроения		■		■	■	■
Нафтеновые углеводороды	■	■	■	■	■	■
Ароматические углеводороды	■	■	■	■	■	■

Исключением из всех является конденсат темно-коричневого цвета ботуобинского горизонта (только скв. К-4), который состоит из легкой, бензиновой части, выкипающей до ■ °С, и тяжелой, содержащей высококипящие компоненты нефти. Содержание парафина составляет ■ % масс., смолистых соединений – ■ % масс.

3.4.3 Нефть

Нефть нефтегазоконденсатного месторождения в соответствии с классификацией по ГОСТ Р 51858-2002 [91] относится к типу тяжелых, парафинистая, высокосмолистая, сернистая (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Физико-химические свойства нефти Месторождения X [86]

Наименование показателя	Наименование	Значение	Стандарт / метод исследования
Плотность при 20 °С, кг/м ³	Тяжелая	■	ASTM D 5002
Молярная масса, г/моль		■	Криоскопический метод ОСТ 152-39.2-048-2003
Показатель преломления, nD 20		■	ГОСТ 18995.2-73
Температура застывания, °С		■	ГОСТ 20287-91
Вязкость кинематическая, мм ² /с	Повышенной вязкости		ГОСТ 33-2016
при 20 °С		■	ГОСТ 33-2016
40 °С		■	ГОСТ 33-2016
50 °С		■	ГОСТ 33-2016
Содержание, % мас.:			
твердых парафинов	Парафинистая	■	ГОСТ 11851-85
смола силикагелевых	Высокосмолистая	■	Адсорбционный метод ОСТ 152-39.2-048-2003
асфальтенов		■	ОСТ 152-39.2-048-2003
серы	Сернистая	■	ГОСТ Р 50442-92
воды в пробе		■	ГОСТ 2477-2014

Фракционный состав нефти (таблица 3.7) характеризуется широким температурным интервалом выкипания и довольно высоким выходом остатка с температурой выше ■ °С – ■ мас. %. Нефти нефтегазоконденсатного месторождения схожи между собой, но не идентичны, что подтверждают кривые фракционных составов (рисунок 3.12). Групповой углеводородный состав всех дистиллятных фракций отличается преобладанием по содержанию

метановых УВ над нафтеновыми и ароматическими, что позволяет отнести нефти Месторождения X к типу метановых (рисунок 3.13).

Таблица 3.7 – Потенциальное содержание в нефти товарных фракций [86]

Фракция	Температура, °С	Содержание, % мас.
Бензиновая		
Керосиновая:		
легкий керосиновый дистиллят		
авиакеросин		
Дизельное топливо		
Масла		
Вакуум-дистиллят		
Мазут		
Гудрон		

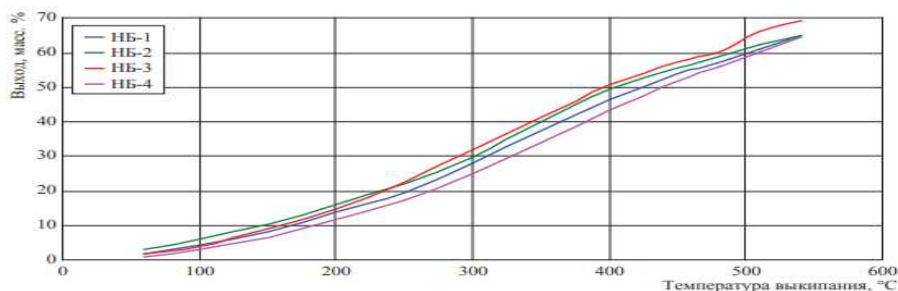


Рисунок 3.12 – Фракционный состав нефтей ботубинского горизонта [92]

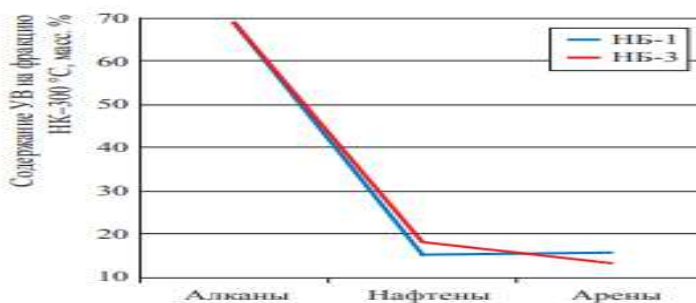


Рисунок 3.13 – Групповой углеводородный состав дистиллятной фракции (НК–300 °C) нефтей: НК – начало кипения [92]

3.4.4 Вода

Пластовую воду Месторождения X, опираясь на классификацию В. А. Сулина, можно отнести к хлоридно–кальциевому типу [93]. Подробная информация о пластовой воде приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Минерализация пластовых вод Месторождения X

Номер скважины	Интервал опробования, м	Плотность воды, г/см ³	Общая минерализация, мг/л	Содержание ионов Na ⁺ +K ⁺ , мг/л	Конц. минералов по массе, %	Тип воды
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■

Также на Месторождении X выполняются отбор и исследование керна, проводятся комплексы геофизических (далее ГИС) и промыслово-геофизических исследований (далее ПГИ), гидродинамических исследований скважин (далее ГДИС), физико-химических исследований (далее ФХИ), исследования пластовых флюидов и геохимических исследований (далее ГХИ).

4.1 Факторы осложняющие разработку и основные подходы к формированию концепции разработки нефтегазоконденсатного месторождения

Разработка Месторождения X осложнена рядом проблем, которые связаны в основном с особенностями геологических и термобарических условий (таблица 4.1). Учитывая малую толщину продуктивных горизонтов, опираясь на [96], определяющую роль имеет плотность сетки эксплуатационных скважин для обеспечения необходимого уровня добычи газа и эффективности разработки.

Таблица 4.1 – Ключевые проблемы освоения Месторождения X

№	Основные проблемы
1	Суровые природно-климатические условия, сложные горно-геологические условия, тектоническая активность районов создания новых Центров газодобычи.
2	Низкая геологическая изученность продуктивных залежей.
3	Аномально низкие пластовые давления и температуры в продуктивных залежах
4	Низкая продуктивность пластов и скважин при высокой вероятности гидратообразования в призабойных зонах и стволах скважин
5	Многокомпонентный состав углеводородного сырья, включая попутный компонент гелий, необходимость извлечения гелия и обеспечения его сохранности.
6	Обеспечение высоких коэффициентов нефтеотдачи в отсутствие промышленно-апробированных технологий разработки тонких нефтяных оторочек.
7	Дефицит подземных и значительная удаленность поверхностных источников вод, необходимых для строительства скважин и обеспечения добывающих промыслов, неустойчивость при наличии ММП сезонных водохранилищ.

Таким образом, по результатам геологоразведочных, пробных и опытно-промышленных работ необходимо уточнить геологическое строение

месторождений, величины запасов углеводородов, а также величины КИГ, КИК и КИН с обоснованием очередности выработки запасов и способов разработки нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей.

Необходимо провести экспериментально-лабораторные исследования, пробные и опытно-промышленные работы на месторождении для выбора технологий и способов разработки нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей.

Основные подходы к формированию концепции разработки нефтегазоконденсатного месторождения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Концепция разработки Месторождения X

№	Особенности разработки Месторождения X
1	Поэтапное освоение продуктивных залежей ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов.
2	Залежи проектируемых горизонтов (ботубинский, хамакинский и талахский) принимаются в качестве самостоятельных объектов разработки.
3	Первоочередный ввод в пробную эксплуатацию нефтяной оторочки ботубинского горизонта с испытанием в период ОПР барьерных технологий. После завершения ОПР по выбору барьерных технологий и работ по созданию устойчивого барьера между нефтяной оторочкой и газовой шапкой, в промышленную разработку одновременно вводятся газоконденсатная залежь и нефтяная оторочка ботубинского горизонта. Полная утилизация попутного нефтяного гелиесодержащего газа путём обратной закачки в газовую шапку ботубинского горизонта.
4	Для обеспечения добычи газа предусмотреть первоочередной ввод в разработку газоконденсатных залежей хамакинского и талахского горизонтов, позднее в разработку вводится газоконденсатная часть залежи ботубинского горизонта. Освоение газоконденсатных залежей осуществляется поэтапно – вначале ОПЭ (продолжительностью до 5 лет), затем промышленная разработка.
5	Предварительное отделение гелия и азота на территории месторождения (ГПЗ), с обратной закачкой гелиевого концентрата в хамакинский горизонт (южный блок II).
6	Комбинированное использование вертикальных и наклонно-направленных скважин, а также многоствольных многофункциональных скважин при кустовом их размещении с учетом особенностей болотисто-скального рельефа местности.

4.2 Экранная технология разработки тонких подгазовых нефтяных оторочек с использованием многоствольных многофункциональных скважин

Исходя из [97], в соответствии с ТЭО коэффициент извлечения нефти (КИН) для нефтяной оторочки ботуобинского горизонта Северного блока Месторождения X принят ■■■■■, а для Южного блока – ■■■■■. Для определения оптимального способа разработки с целью достижения проектного КИНа в «Технологической схеме опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке ботуобинской залежи Месторождения X», было рассмотрено ■■■■■ варианта разработки нефтяной оторочки.

Все рассмотренные варианты освоения с применением традиционных технологий (истощение, ППД) не позволяют достичь проектного КИНа.

Для достижения проектного КИНа нефтяной оторочки Северного блока ботуобинской залежи, предложено апробировать технологию (рисунок 4.2), предусматривающую закачку азота в качестве буфера и последующую закачку раствора полиакриламида, для создания пятиметрового барьера между нефтяной оторочкой и «газовой шапкой» залежи. С целью реализации данной технологии в область «газовой шапки», примыкающей к ГНК, закачивают азот, оттесняя из этой области часть углеводородного газа. В дальнейшем закачивают раствор полиакриламида, предназначенный для образования барьера между нефтяной оторочкой и «газовой шапкой».

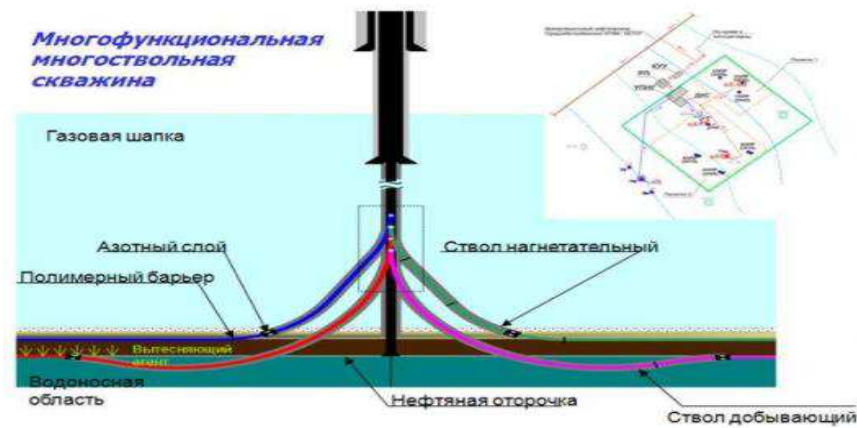


Рисунок 4.2 – Экранная технология разработки тонких подгазовых нефтяных оторочек с использованием многоствольных многофункциональных скважин

5 Общие принципы организации системы сбора и подготовки на стадии опытно-промышленной эксплуатации объекта исследования

Скважинная продукция из оторочки подгазовых залежей объекта V2bk1 поступает на установку подготовки нефти (УПН), где осуществляется предварительное разделение на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующая подготовка нефти до товарного качества (рисунок 5.1).

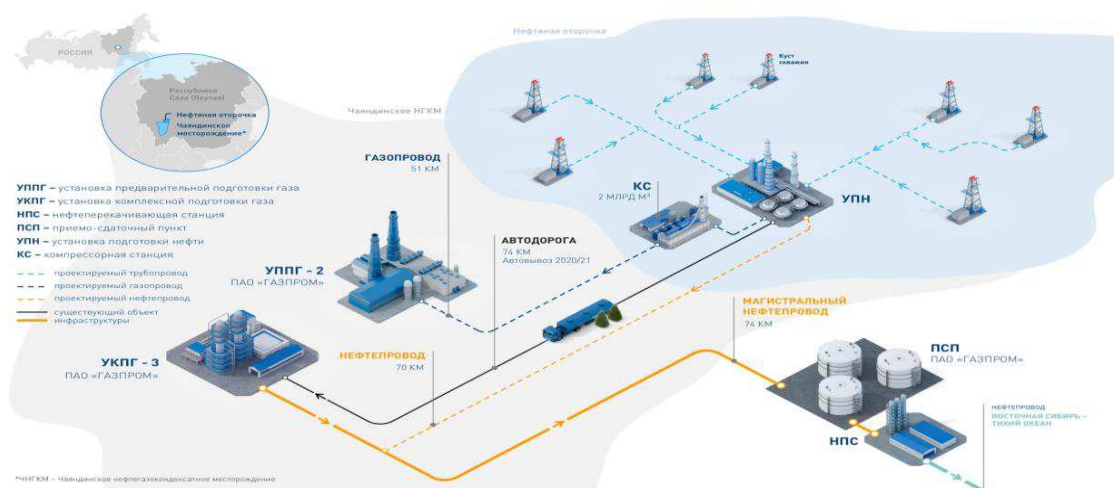


Рисунок 5.1 – Схема транспортировки нефти Месторождения X

После доведения до товарных параметров нефть транспортируется автоцистернами до установки комплексной подготовки газа ■ (УКПГ-■), где происходит ее смешение с конденсатом для последующей сдачи в магистральный нефтепровод (МНП).

После завершения пуско-наладочных работ, как утверждает источник [98], все жидкие углеводороды будут транспортироваться на приемосдаточный пункт (ПСП) нефтеперекачивающей станции (НПС) Оргул и далее – сдаваться в МНП Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), который 27 ноября 2019 г. был выведен на полную мощность.

К 2022 г. планируется расширение и модернизация УПН, проектная мощность которой составит ■ млн. т/год.

Газожидкостная смесь с кустовых площадок объектов V1pr и V1tlh, а также попутный газ с УПН поступают на УКПГ в цех низкотемпературной сепарации, где происходит разделение на две фазы – сухой газ и нестабильный конденсат, который ввиду пониженной температуры выпадает в осадок.

Сухой газ, обработанный до требований СТО Газпром 089-2010 [99], идет на дожимную компрессорную станцию (ДКС), а нестабильный конденсат поступает в установку стабилизации конденсата.

Так как газ после УКПГ все еще обладает высокой гелиеносностью, после ДКС он уходит на установку мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК), после которой не проникший поток газа с пониженным содержанием гелия (до He = ■% мольн.) направляется в газопровод "■", а проникший поток газа, обогащенного гелием, закачивается обратно в пласт.

Учитывая то, что тема выпускной квалификационной работы связана с выбором оптимальной технологии утилизации гелия на примере Месторождения X, природный газ которого обладает высокой степенью гелиеносности, далее подробно будут рассмотрены технологии, касающиеся подготовки гелийсодержащего газа, на примере УКПГ-■ и УМВГК, которые расположены на одной площадке.

5.1 Технология подготовки газа и конденсата на УКПГ-3

Исходным сырьем является ботубинский, хамакинский, талахский газ. Характеристика природного газа, поступающего на УКПГ-3, ранее была представлена в таблице 3.4.

На рисунке 5.2 представлена схема сбора скважинной продукции нефтегазоконденсатного месторождения.

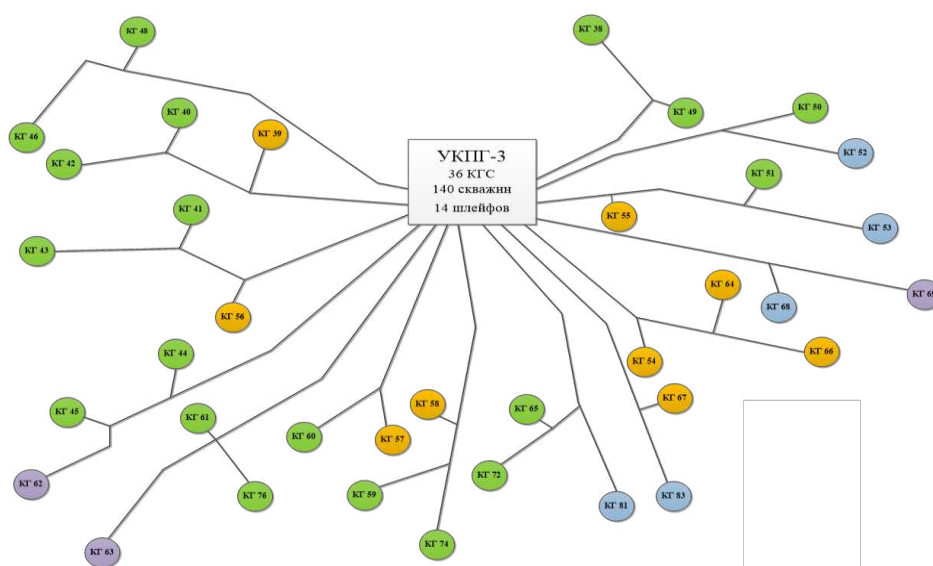


Рисунок 5.2 – Лучевая схема промышленного сбора скважинной продукции

На площадке УКПГ-3 производится подготовка газа до требований СТО Газпром 089-2010 [99], выделение гелия из подготовленного газа и подготовка конденсата до требований ГОСТ Р 54389-2011 [100].

Основные этапы подготовки газа:

- Пробкоуловители и сепараторы
- Теплообменник
- Промежуточный сепаратор
- Детандер (МТДА)
- Низкотемпературный сепаратор
- Теплообменник

- Компрессор (МТДА)
- ЦДКС
- УМВГК

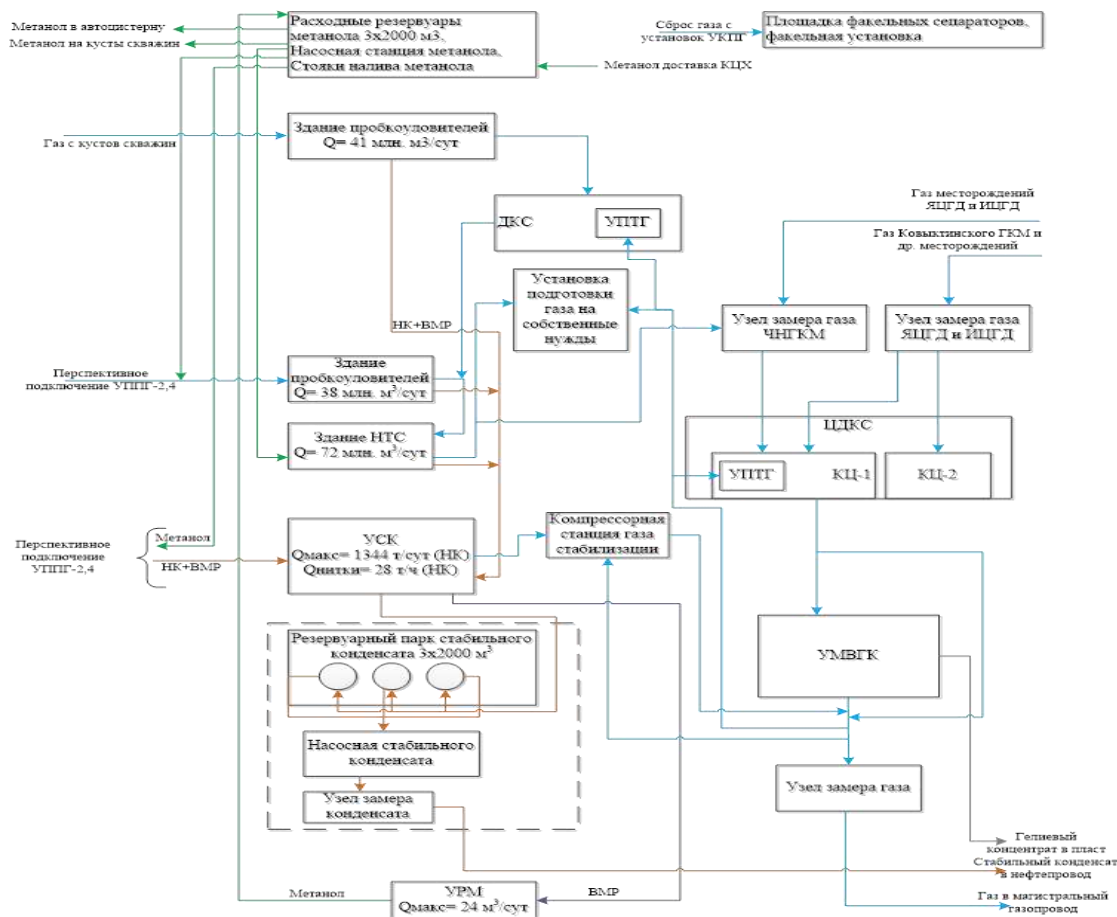


Рисунок 5.3 – Принципиальная поточная схема УКПП - ■

Газожидкостная смесь разделяется методом низкотемпературной сепарации на газ и газовый конденсат с помощью турбодетандеров.

На данный момент в эксплуатации находится ■ турбодетандера, а к 2022 г. планируется поставка еще ■ турбодетандерных агрегата.

Осушенный газ направляется на центральную дожимную компрессорную станцию (ЦДКС), состоящую из четырех газоперекачивающих агрегатов. На ЦДКС давление газа повышается до ■ МПа.

На площадке УКПГ-█ имеется УМВГК, где происходит разделение гелийсодержащего газа, на два потока: первый – пермеат, представленный ГОГ, второй – ретенат, газ с пониженным содержанием гелия до █%.

Нестабильный конденсат после прохождения НТС поступает на установку стабилизации конденсата, где из него выпаривается остаточный газ, а затем стабильный газовый конденсат направляется в товарный парк.

Характеристика газа подготовленного на УКПГ-█ до требований СТО Газпром 089-2010 [99] приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристика товарного газа согласно СТО Газпром 089-2010 [99]

Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ		Применение товарной продукции, вспомогательных реагентов
1 Компонентный состав, молярная доля, %	По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7 Определение обязательно		Подается в магистральный газопровод «█»
2 Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3.92МПа (40.0 кгс/см ²) не выше, °С	По п. 8.2		
	Летний период минус 14	Зимний период минус 20	
3 Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2.5 до 7.5 МПа не выше, °С	По п. 8.3		
	Летний период минус 5	Зимний период минус 10	
4 Массовая концентрация сероводорода не более, г/м ³	По п. 8.40.007 (0.02)		
5 Массовая концентрация меркаптановой серы не более, г/м ³	По п. 8.40.016 (0.036)		
6 Массовая концентрация общей серы не более, г/м ³	По п. 8.50.030 (0.070)		
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях не менее, МДж/м ³ (ккал/м ³)	По ГОСТ 3136931.80 (7600)		
8 Молярная доля кислорода не более, %	По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.70.020		

6 Применение мембранной технологии для утилизации гелия, с учетом характеристик добываемой среды и технологических возможностей нефтегазоконденсатного месторождения

Для целей извлечения избыточных объемов гелия из добываемого газа в условиях промысла на Месторождении X используется УМВГК с дальнейшим направлением их на долгосрочное хранение в пласт, а газ с пониженным содержанием гелия ($He =$ не более \blacksquare % об.) уходит на блок тонкой очистки на базе Амурского ГПЗ (рисунок 6.1).

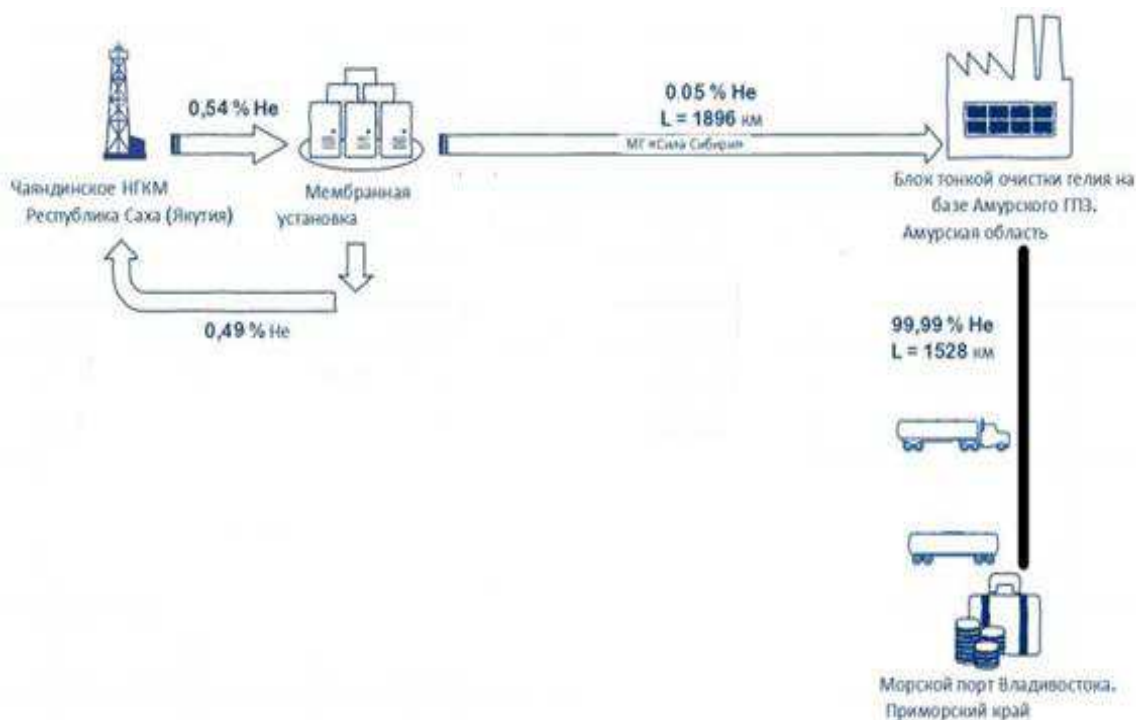


Рисунок 6.1 – Схема утилизации гелия на нефтегазоконденсатном месторождении

Данная схема позволяет обеспечить контроль содержания гелия в товарном газе, поступающем в магистральный газопровод.

Главной причиной предварительного извлечения гелия на Месторождении X является высокая степень гелиеносности природного газа, которая в среднем составляет \blacksquare %. Если проектная объемная мощность

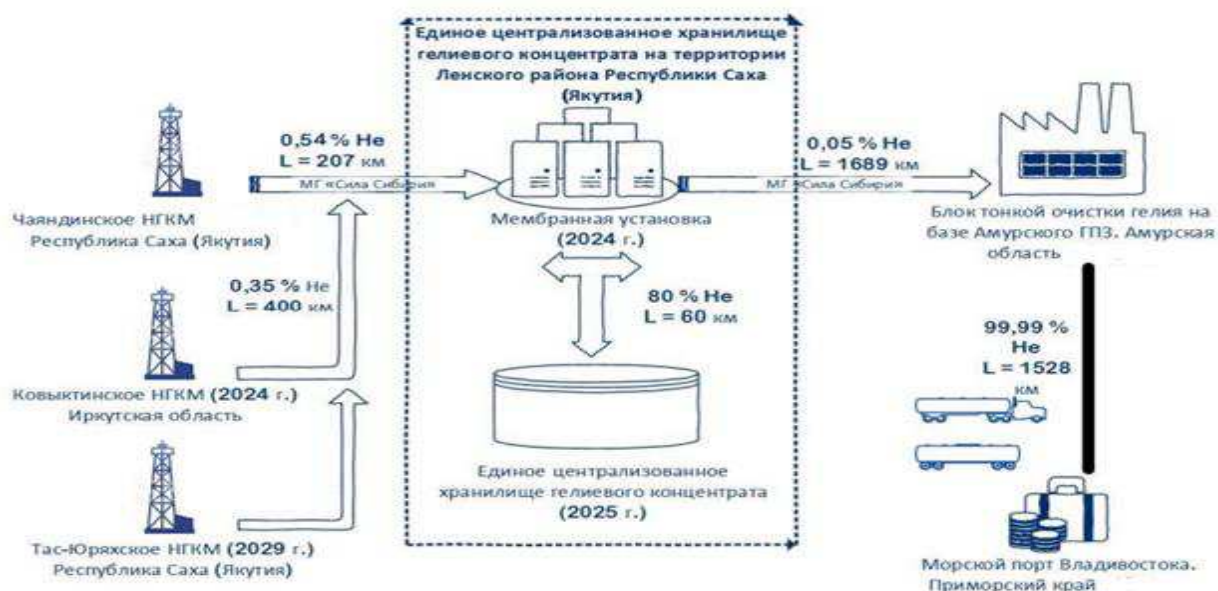


Рисунок 6.2 – Схема размещения долгосрочного подземного хранилища гелиевого концентрата в истощенных газовых месторождениях

На пути прохождения МГ «[REDACTED]» встречаются перспективные районы для создания ПХГ в соляных кавернах, однако, данная технология хранения гелия обладает следующим рядом недостатков: время создания, высокие капитальные вложения, небольшие толщины и неоднородность соляных пластов, которые негативно влияют на показатели герметичности объекта.

Факт существования залежей гелиеносных природных газов подтверждает возможность хранения ГОГ и ГК в ПХГ на базе истощенных месторождений (безусловно, принимая во внимание высокую проникающую способность гелия по отношению к метану, необходимо будет провести ряд изыскательских работ).

Под изложенные критерии могут подойти небольшие газовые месторождения, находящиеся в Ленском районе Республики Саха (Якутия), например: Отраднинское ГКМ, запасы газа которого составляют [REDACTED] млрд. м³ (категории A+B+C1), или Хотого-Мурбайский лицензионный участок (Фонд «Энергия»).

Учитывая, что «Отрадинское месторождение в настоящее время разрабатывается и соединено магистральным газопроводом с городом Ленском, можно оперативно доосвоить месторождение и подключить в числе первых к магистральному газопроводу «██████████». В этом случае в течение ██████ лет можно добыть и реализовать основные запасы газа и в дальнейшем использовать Отрадинское газоконденсатное месторождение как хранилище гелия» [101].

Согласно Проекту № 2 хранение гелиевого концентрата предлагается организовать в соляных кавернах путем строительства специальных резервуаров, ситуационная схема которых представлена на рисунке 6.3.

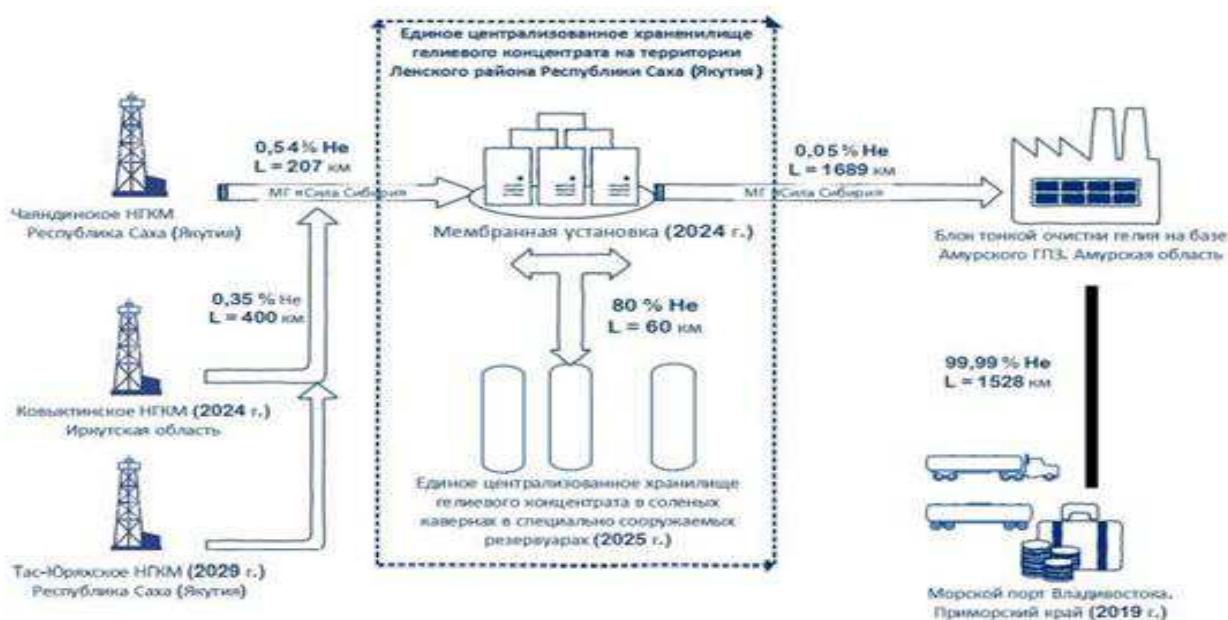


Рисунок 6.3 – Схема размещения долгосрочного подземного хранилища гелиевого концентрата по Проекту №2: в соляных кавернах путем строительства специальных резервуаров

В России действует одно хранилище гелия в соляных кавернах (рисунок 6.4). Оно построено на территории Оренбургского гелиевого завода для аккумуляции гелиевого концентрата (██████ % гелия), полученного при глубокой переработке газа. Пользуясь данным опытом, планируется

организовать ПХГ по проекту №2. Информация о параметрах хранилища указана в таблице 6.1.

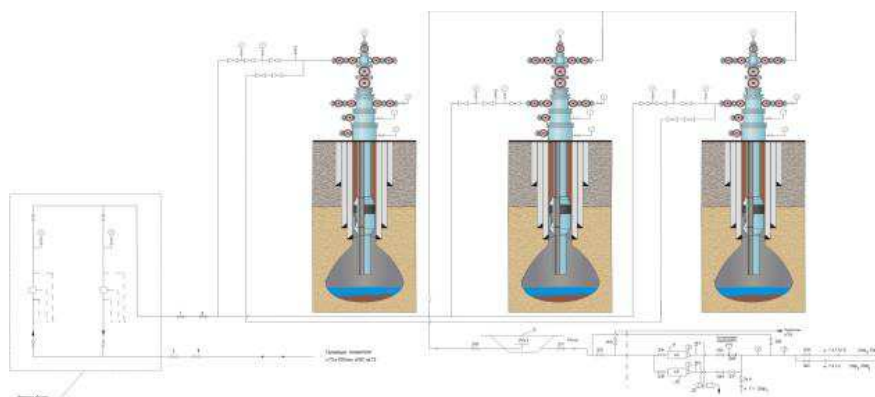


Рисунок 6.4 – Оренбургское гелиехранилище

Таблица 6.1 – Основные параметры Оренбургского гелиехранилища

Параметр	Значение
геометрическая емкость, тыс. м ³	■
газовая емкость, млн. м ³	■
максимальное давление, МПа	■
минимальное давление газа, МПа	■
производительность компрессора, м ³ /ч	■
производительность насоса, м ³ /ч	■
утечки гелия, % от об. хранения	■

Строительство подземных выработок-емкостей выполнено с использованием метода растворения каменной соли. Закачка гелия осуществляется мембранными компрессорами под давлением, обеспечивающим преодоление гидростатического давления столба рассола и гидравлических сопротивлений в системе трубопроводов. Отбор гелия осуществляется за счет избыточного давления в газовой шапке резервуара. Потери продукта из подземных резервуаров составляют менее ■ % от объема хранимого продукта.

6.2 Технологические решения по извлечению гелия из гелийсодержащего газа нефтегазоконденсатного месторождения

Опытно-промышленная установка по выделению гелия из природного газа [REDACTED] была создана в рамках договора о научно-исследовательской и конструкторской работе с ОАО «Газпром». Соисполнителями являются ЗАО «Грасис», ООО «Газпром развитие», ДОО ЦКБН ОАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Новизна разработки заключается в том, что впервые в реальных условиях промысла, расположенного в Восточной Сибири, реализуется и отрабатывается технологическая схема двухступенчатого мембранного извлечения гелия из природного газа.

На рисунке 6.5 показана упрощенная технологическая схема [REDACTED] выделения гелия из природного газа [REDACTED].

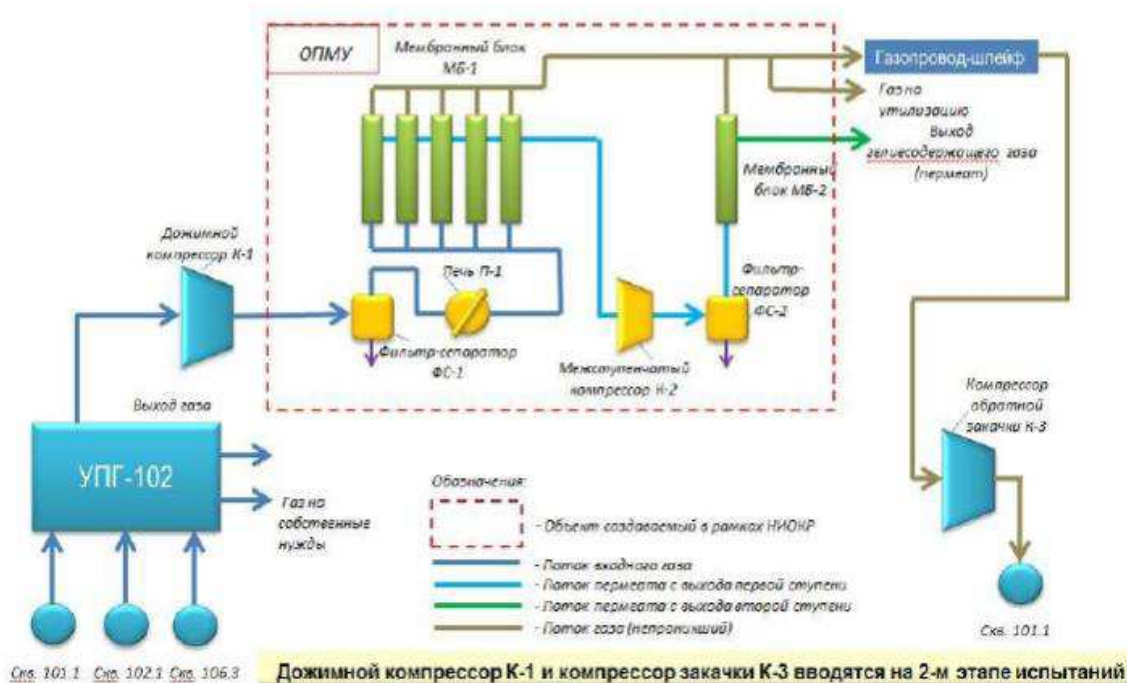


Рисунок 6.5 – [REDACTED]

Установка расположена на площадке установки подготовки газа УПГ-█

█ и состоит из следующих основных частей:

- газоразделительный блок;
- поршневая компрессорная установка с АВО газа;
- подогреватель газа;
- фильтр-коалесцер;
- автоматизированная система контроля и управления (АСКУ).

Краткое описание технологических процессов █ на 2-м этапе испытаний

Природный гелийсодержащий газ с установки подготовки газа УПГ-█ поступает под давлением █ МПа и расходе до █ тыс. м³/сутки, проходит через фильтр-сепаратор, в котором очищается от мех. примесей и масла, поступает в подогреватель газа, где нагревается до █°С, и направляется в мембранный блок первой ступени, в котором концентрация гелия в пермеате повышается до █ % об. Пермеат первой ступени дожимается межступенчатым компрессором до █ МПа, охлаждается до █°С и через фильтр-коалесцер поступает в мембранный блок второй ступени, в котором концентрация гелия в пермеате повышается до █ % об. С выхода второй ступени обогащенный гелием газ может использоваться как сырье для дальнейшего обогащения и переработки, либо направляться в хранилища.

Опытно-промышленные испытания подтвердили возможность извлечения гелия из природного газа с использованием двухступенчатой мембранной схемы, что явилось толчком для проектирования █ на Месторождении X (рисунок 6.6).

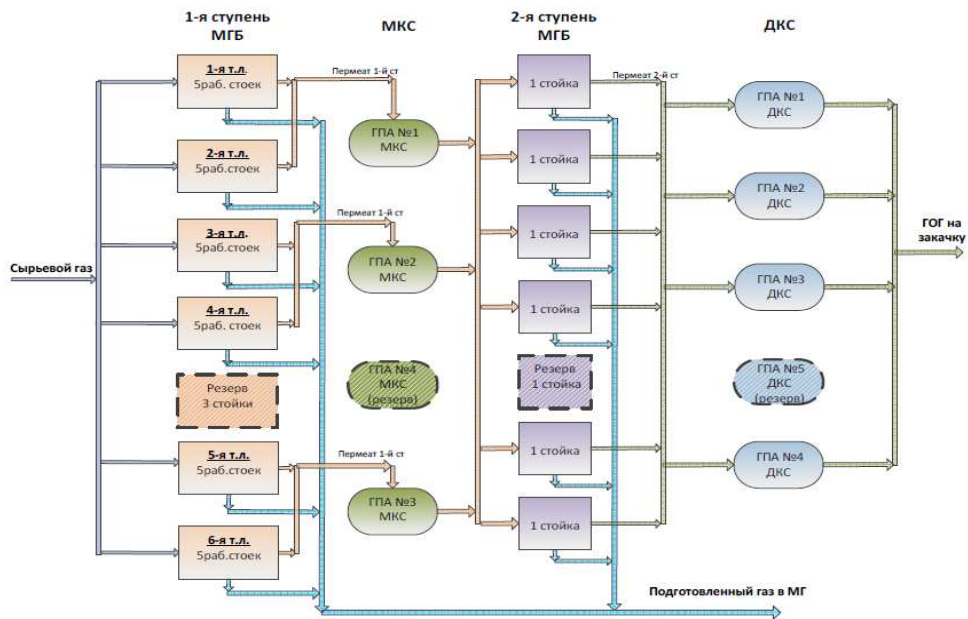


Рисунок 6.6 – Установка мембранного выделения гелиевого концентрата ()

В структуре () предусмотрено () технологических линий (с учетом газа ()) производительностью на первой ступени по сырьевому газу - () млрд. м³/год каждая; производительность второй ступени зависит от газоразделительных характеристик и типа МЭ. Так же УМВГК соответствует ограничениям, перечисленным в технических требованиях ПАО «Газпром» (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Техническими требованиями ПАО «Газпром» к УМВГК и фактические данные по () о содержании гелия в потоке

Техническими требованиями ПАО «Газпром»	№	Ограничения:				
	1	()				
	2	()				
Фактические данные по ()						
Поток	Сырьевой газ	Подг. газ 1 ступени	Пермеат 1 ступени	Подг. газ 1 ступени	Пермеат 2 ступени	Подг. газ 1 и 2 ступени
Гелий, % об.	()	()	()	()	()	()

Проработана возможность использования МЭ различного типа: половолоконных и рулонных (рисунок 6.7).



Рисунок 6.7 – Схемы двухступенчатого мембранного извлечения гелия на нефтегазоконденсатном месторождении и необходимое количество мембранных элементов (МЭ) на одну технологическую линию без учета резерва

При проведенных испытаниях подтверждена работоспособность установки и определены технологических параметры выделения гелия (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Материальный баланс УМВГК для 1-й технологической линий (■ млрд.м³/год)

Параметр	Сырьевой газ	Пермеат 1 ступени	Тов. газ 1 ступени	Пермеат 2 ступени	Тов. Газ 2 ступени	Тов. газ (суммарный)
при использовании МЭ Грасис-UBE						
Расход, млрд. м ³ /год	■	■	■	■	■	■
Давление, МПа (абс.)	■	■	■	■	■	■
Температура, °С	■	■	■	■	■	■

Окончание таблицы 6.3

Параметр	Сырьевой газ	Пермеат 1 ступени	Тов. газ 1 ступени	Пермеат 2 ступени	Тов. Газ 2 ступени	Тов. Газ (суммарный)
при использовании МЭ Грасис-Air Liquide						
Расход, млрд. м ³ /год	■	■	■	■	■	■
Давление, МПа (абс.)	■	■	■	■	■	■
Температура, °С	■	■	■	■	■	■
при использовании АО «РМ Нанотех»-UOP						
Расход, млрд. м ³ /год	■	■	■	■	■	■
Давление, МПа (абс.)	■	■	■	■	■	■
Температура, °С	■	■	■	■	■	■

Объем пермеата (гелийсодержащего газа) после 1 ступени газоразделения в случае использования половолоконных МЭ составляет ■; в случае рулонных ■ млрд. м³/год, что потребует установки дополнительного компрессора на МКС.

Схема с использованием МЭ по вариантам Грасис-UBE и Грасис- Air Liquide (защищенная патентом РФ, патентообладатель ПАО «Газпром») обеспечивает более стабильную работу установки за счет отсутствия рециклов, а также меньший объем газа, поступающий на МКС. Незначительное снижение объема гелийсодержащего газа, направляемого на закачку в пласт в случае использования рулонных МЭ и незначительное увеличение объема подготовленного газа не перекрывают дополнительные затраты на 1-ю ступень газоразделения, включая затраты на МКС.

Разработанный комплект ТЧДЗ (технической части закупочной документации) ориентирован на использование половолоконных МЭ (с учетом выявленных преимуществ по результатам ТЭС (технико-экономические соображения)).

6.3 Способ хранения гелия на нефтегазоконденсатном месторождении

Хранение природного газа, обогащенного гелием (ПГОГ), извлеченного из природного газа Месторождения X планируется реализовать путем его возврата в продуктивный коллектор. Для длительного хранения гелия рассматриваются малые по запасам месторождения (хранение ПГОГ) и соляные каверны (хранение ГК) (рисунок 6.8).

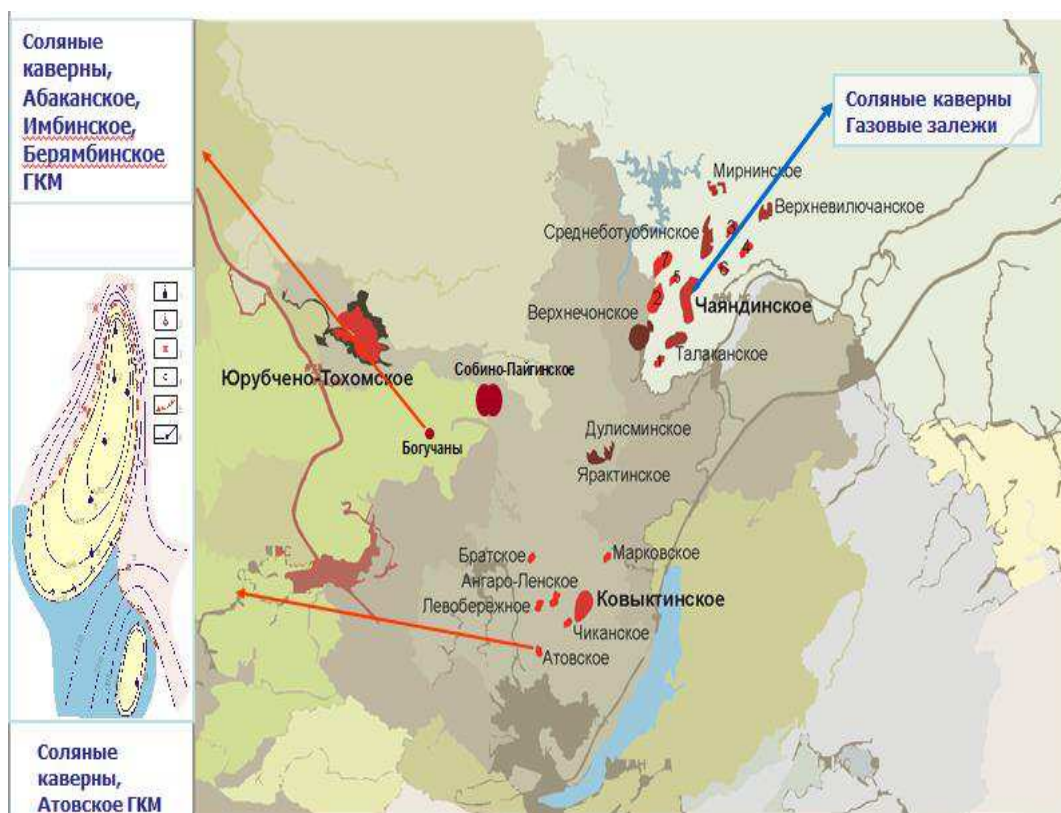


Рисунок 6.8 – Перспективы создания в Восточной Сибири подземных хранилищ гелия и гелиевого концентрата

Рассматриваемые варианты хранения ПГОГ имеют ряд преимуществ и недостатков, которые перечислены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Возможные способы создания подземных хранилищ гелия и гелиевого концентрата для Месторождения X

Вариант подземного хранилища	Плюсы	Минусы
В соляных кавернах:	хранится исходная концентрация гелиевого концентрата.	длительность создания
В малых истощенных газовых месторождениях:	возможность «быстро» подготовить объект к хранению;	хранение смеси с концентрацией порядка 20 %;
	возможность выбрать объект, расположенный ближе к ГХК	
	возможность использования специальных герметичных скважин	
Возврат гелиевого концентрата в один из блоков (участков) месторождения X:	возможность сразу приступить к разработке месторождения;	многократное извлечение и закачка гелия;
		потери, связанные с негерметичностью фонда скважин на месторождении;
		постепенное поднятие концентрации гелия в газе (до 5 %).

7 Повышение эффективности утилизации гелия при использовании мембранной технологии

Согласно энергетической стратегии России [102], осуществлять добычу газа с высоким содержанием гелия без его последующего извлечения недопустимо. Учитывая условия современного мирового рынка гелия и состояние гелиевой промышленности России, можно сделать вывод, что номинальный объем производства данного ценнейшего ресурса не будет востребован на рынке в среднесрочной перспективе в полном объеме. Исходя из выше сказанного, единственным оптимальным решением по утилизации гелия на месторождении X является предварительное извлечение того объема гелия, который превышает текущий спрос, и его дальнейшая закачка в подземные хранилища в виде газа обогащенного гелием.

Исходя из обзора современных технологий извлечения гелия, наиболее перспективным является мембранный метод разделения газовой смеси, который так же реализован на Месторождении X. Выбор данного метода объясняется рядом его положительных характеристик, таких как: простота процесса разделения, экономичность, безреагентность, длительность работы мембран, отсутствие расходуемых материалов, масштабируемость, возможность полной автоматизации.

Таким образом, повышения эффективности утилизации гелия на нефтегазоконденсатном месторождении можно добиться оптимизацией процесса газоразделения в мембранном модуле, что приведет к увеличению концентрации гелия в пермеате.

Процесс газоразделения через мембрану зависит от следующих ключевых параметров системы (компонент газа – мембранный элемент): коэффициент проницаемости газа (Λ), представленного произведением коэффициентов диффузии (D) и растворимости (S); селективность газоразделения материала мембраны (α), представленная отношением проницаемостей компонентов смеси.

Для повышения эффективности газоразделения необходимо чтобы мембрана одновременно обладала высокой проницаемостью по извлекаемому компоненту и селективностью для газовой смеси.

Исходя из исследований [102-103], проницаемость компонентов газа является непостоянной и зависит от давления (движущей силы массопереноса), а также она уменьшается после процесса прямого фторирования полимеров.

Перечисленные закономерности изменения проницаемости рассматриваются в данной работе как ключевые аппараты по повышению эффективности извлечения гелия, а значит и его утилизации в целом.

Следует принять во внимание, что ключевой целью применения мембранной технологии на Месторождении X является концентрация гелия в пермеате. Продуктом процесса газоразделения является природный газ (ретентат), очищенный до нужной концентрации по He.

Мембранное разделение сырьевого потока газа на УМВГК нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется по двухступенчатой схеме, что свидетельствует о невозможности проведения процесса в одну ступень до заявленных требований, исходя из чего, в данной работе предлагается повышение эффективности мембранной установки посредством использования в мембранном модуле модифицированного полого волокна. Также будет проведен расчет по подбору оптимальных условий с целью обеспечения наиболее продуктивного использования мембраны.

7.1 Выбор и принятие исходных данных для осуществления расчета

Чтобы определить исходные данные и приступить к расчету мембранной установки, необходимо придерживаться следующей последовательности, указанной на рисунке 7.1.

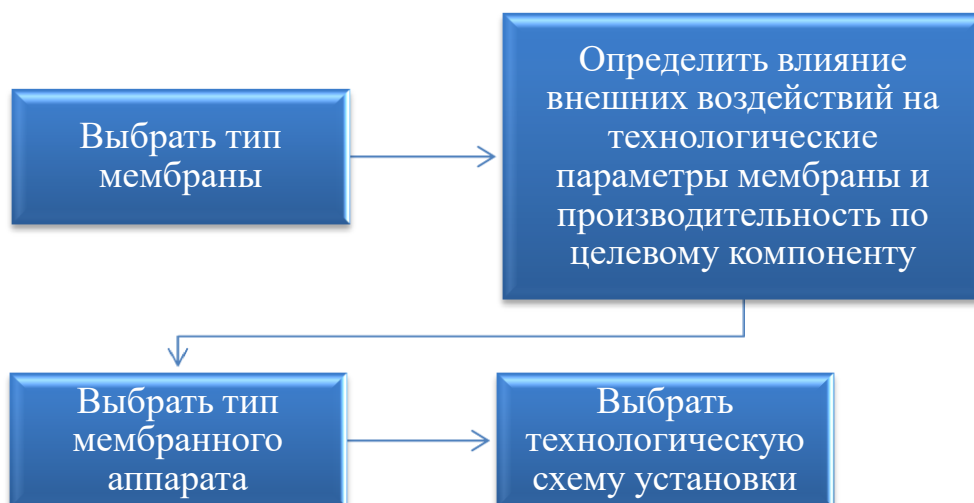


Рисунок 7.1 – Последовательность определения исходных данных

Определяющим фактором при выборе типа модуля мембраны является экономическая составляющая: капитальные затраты и эксплуатационные расходы. Именно поэтому дальнейший расчет будет осуществляться на примере полволоконного модуля (рисунок 7.2). Аппараты с мембранами в виде полых волокон компактны и высокопроизводительны.



Рисунок 7.2 – Общий вид полволоконного модуля

При осуществлении расчета стоит учитывать, что на процесс разделения газа оказывают существенное влияние параметры, указанные в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры, влияющие на разделения газовой смеси

Параметр	Влияние
Температура	повышение температуры разделяемого раствора приводит к: – незначительному уменьшению селективности мембран; – увеличению удельной производительности в первом приближении по аррениусовскому закону (в том диапазоне температур, где мембраны не разрушаются от термических воздействий); – уменьшению срока службы мембраны; – удорожанию процесса (использование теплообменников).
Давление	увеличение перепада давлений на мембране приводит к увеличению проницаемости и движущей силы газов, что, как правило, изначально повышает эффективность извлечения гелия, но при достижении максимума (максимальная концентрация гелия в пермеате) дальнейшее увеличение перепада давлений приводит к снижению концентрации гелия, что связано с проникновением метана через селективный слой мембраны
Полимер	выбор полимера прямо влияет на производительность и селективность мембраны, поскольку характерные свойства этих разделительных мембран зависят от химической и надмолекулярной структуры полимера

В качестве полимерного материала для изготовления мембраны выбран полиимид, обладающий хорошими пленкообразующими свойствами, высокой селективностью, а также химической и термической стабильностью. Эффективность полволоконных мембран из полиимида подтверждена для выделения кислорода, углекислого газа, водорода, азота и гелия [70-73].

В промышленных объемах для изготовления полимерной мембраны используются полые волокна из XXXXXXXXXX® (на основе полиимида), а также ее модифицированная версия, полученная газофазным фторированием. По газоразделительным характеристикам полволоконных мембран, выполненных из данных материалов, далее будет осуществлен расчет и дана сравнительная оценка.

В данной работе выбран процесс мембранного разделения по двухступенчатой проточной схеме прямоточного потока, которая реализована на УМВГК Месторождения X (рисунок 7.3).

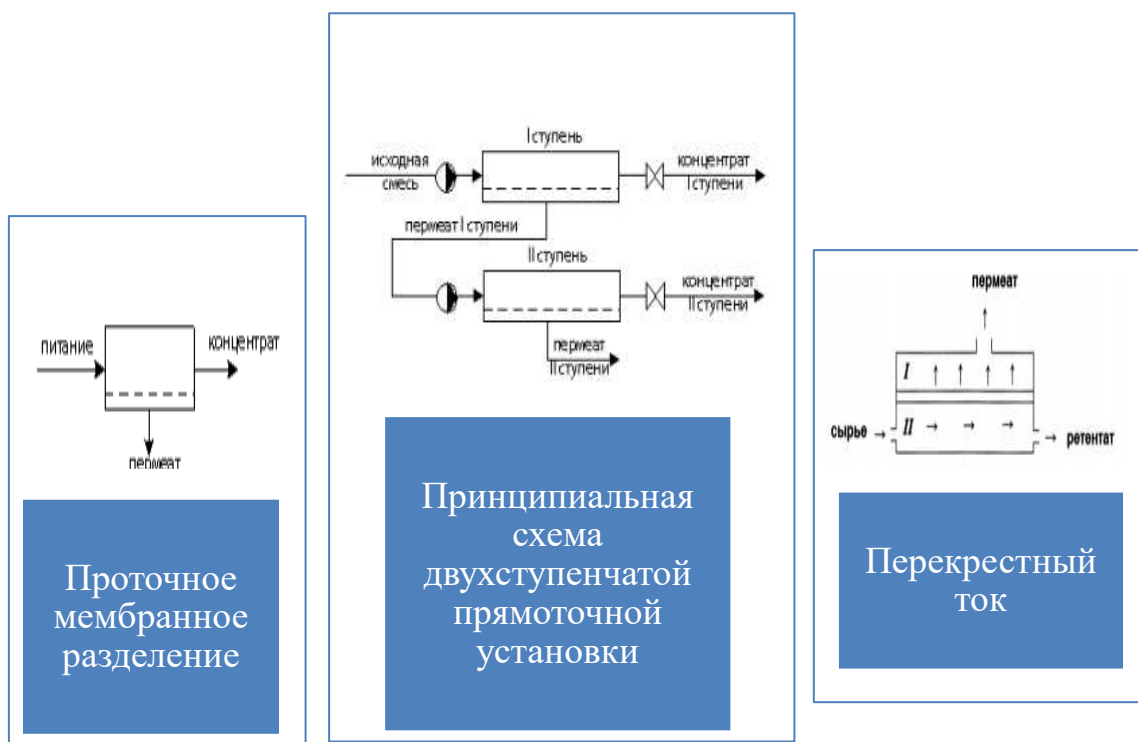


Рисунок 7.3 – Схема процесса мембранного разделения по двухступенчатой проточной схеме прямоточного потока

7.2 Определение оптимальных условий процесса разделения бинарной смеси гелий-метан на нефтегазоконденсатном месторождении

Цель расчёта. Определить оптимальный перепад давлений между напорным и дренажным каналом, при котором содержание гелия в пермеате будет максимальное. Оценить эффективность использования мембран из XXXXXXXXXX® (исходного и фторированного) в полволоконных модулях для выполнения задачи газоразделения при технологических условиях нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи.

1) Определить влияние термобарических параметров на процесс мембранного газоразделения смеси гелий-метан. Построить графики

изменения проницаемости газа через мембрану от изменения давления в напорном канале.

2) Осуществить приближенный расчет одноступенчатой схемы мембранного разделения бинарной смеси гелий-метан.

3) Построить и проанализировать графики зависимости концентрации гелия в пермеате и потерь метана в нем от изменения давления в напорном канале мембранного модуля.

Алгоритм расчёта представлен на рисунке 7.4.



Рисунок 7.4 – Алгоритм расчета для определения оптимальных условий процесса газоразделения бинарной смеси

Исходные данные для расчета. Информация о газоразделительной способности используемой полволоконной мембраны из [REDACTED][®] (таблица 7.2), требования, предъявленные к мембранному разделению на Месторождении X, а также допущения для осуществления расчета (таблица 7.3). Условия процесса газоразделения на Месторождении X (таблица 7.4). Значения постоянной m , характеризующей зависимость проницаемости от давления газа в напорном канале при заданной температуре (таблица 7.5).

Таблица 7.2 – Характеристика полволоконной мембраны из [REDACTED]
(при T = 50 °C и P = 0,1 МПа).

Половолоконный модуль:	Производительность (Λ_0), л /м ² *ч*атм			Селективность (α)	
	CO ₂	CH ₄	He	CO ₂ /CH ₄	He/CH ₄
исходный	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
обработанный смесью 2%F ₂ +98%N ₂	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
внешний диаметр волокна, мкм	[REDACTED]				
селективный слой, мкм	[REDACTED]				
фторированный слой, мкм	[REDACTED]				

Таблица 7.3 – Требования и допущения для осуществления расчета

№	Требования	Обоснование
1	[REDACTED]	СТО Газпром 089-2010 [99]
2	[REDACTED]	Техническое требование
3	[REDACTED]	(ГОСТ Р 53521–2009);
4	[REDACTED]	Техническое требование
5	[REDACTED]	Техническое требование
Допущения		
1	[REDACTED]	[REDACTED]

Таблица 7.4 – Действующие на нефтегазоконденсатном месторождении исходные условия мембранного разделения гелийсодержащего газа

Параметр	Сырьевой газ
Расход, м ³ /год	[REDACTED]
Давление в напорном канале, МПа	[REDACTED]
Температура, °C	[REDACTED]
Давление в дренажно канале №1, МПа	[REDACTED]
Давление в дренажно канале №2, МПа	[REDACTED]

Таблица 7.5 – Значения постоянной m при T = 50 °C

Газ	m, атм ⁻¹
He	[REDACTED]
CH ₄	[REDACTED]

7.1.1 Определение влияния термобарических параметров на процесс мембранного газоразделения смеси гелий-метан

Согласно данным таблицы 7.4, извлечение гелия из природного газа на мембране происходит при повышенном давлении (■■■■ атм) и температуре (■■■■ °С).

Зависимость проницаемости газов от давления в общем случае является сложной функцией, учитывающей следующие факторы: температура, материал мембраны, природа газа и др., наиболее подробно о которых рассказано в [104]. Учитывая то, что процесс газоразделения осуществляется в условиях пренебрежительно малой изменчивости температуры, газопроницаемость может быть описана экспоненциальной функцией.

Исходя из [104, 105], коэффициент проницаемости возрастает по экспоненциальной зависимости по мере увеличения давления в напорном канале мембранного модуля, что подкреплено следующим соотношением (7.1):

$$\Lambda = \Lambda_0 \exp(m\Delta P) \quad (7.1)$$

где Λ – проницаемость газа после изменения давления, л/м²*ч*атм;

Λ_0 – исходная проницаемость газа, л/м²*ч*атм;

m – постоянная, характеризующая зависимость проницаемости от давления газа;

ΔP – изменение давления в напорном канале, атм.

Поскольку значения постоянной m различны для каждого газа, то интенсивность изменения проницаемости (Λ) гелия и метана будет отличаться. Таким образом, по мере повышения давления в напорном канале, Λ каждого компонента смеси будет оказывать непосредственное влияние на селективность процесса, исходя из соотношения (7.3):

$$\alpha = \frac{\Lambda_i}{\Lambda_j} \quad (7.2)$$

где α – селективность процесса разделения;

Λ_i и Λ_j – проницаемости i -го и j -го компонента смеси, л/м²*ч*атм.

Результаты расчета (таблица 7.6), полученные по (4.1), позволяют построить графики зависимости проницаемости гелия и метана от увеличения давления в напорном канале мембранного модуля (рисунок 7.5).

Таблица 7.6 – Значения проницаемости для He и CH₄ для полого волокна XXXXXXXXXX (исходного и фторированного) при изменении давления в напорном канале мембраны

Давление, атм	Исходное волокно		Фторированное волокно	
	$\Lambda(\text{He})$	$\Lambda(\text{CH}_4)$	$\Lambda(\text{He})$	$\Lambda(\text{CH}_4)$
1				
10				
20				
30				
40				
50				
60				
70				
80				
90				
100				

На рисунке 7.5 видно, что $\Lambda(\text{CH}_4)$ возрастает более интенсивно (графики Б и Г), по сравнению с $\Lambda(\text{He})$ (графики А и В), величина которой практически не отличается от $\Lambda_0(\text{He})$, указанной в таблице 7.3.

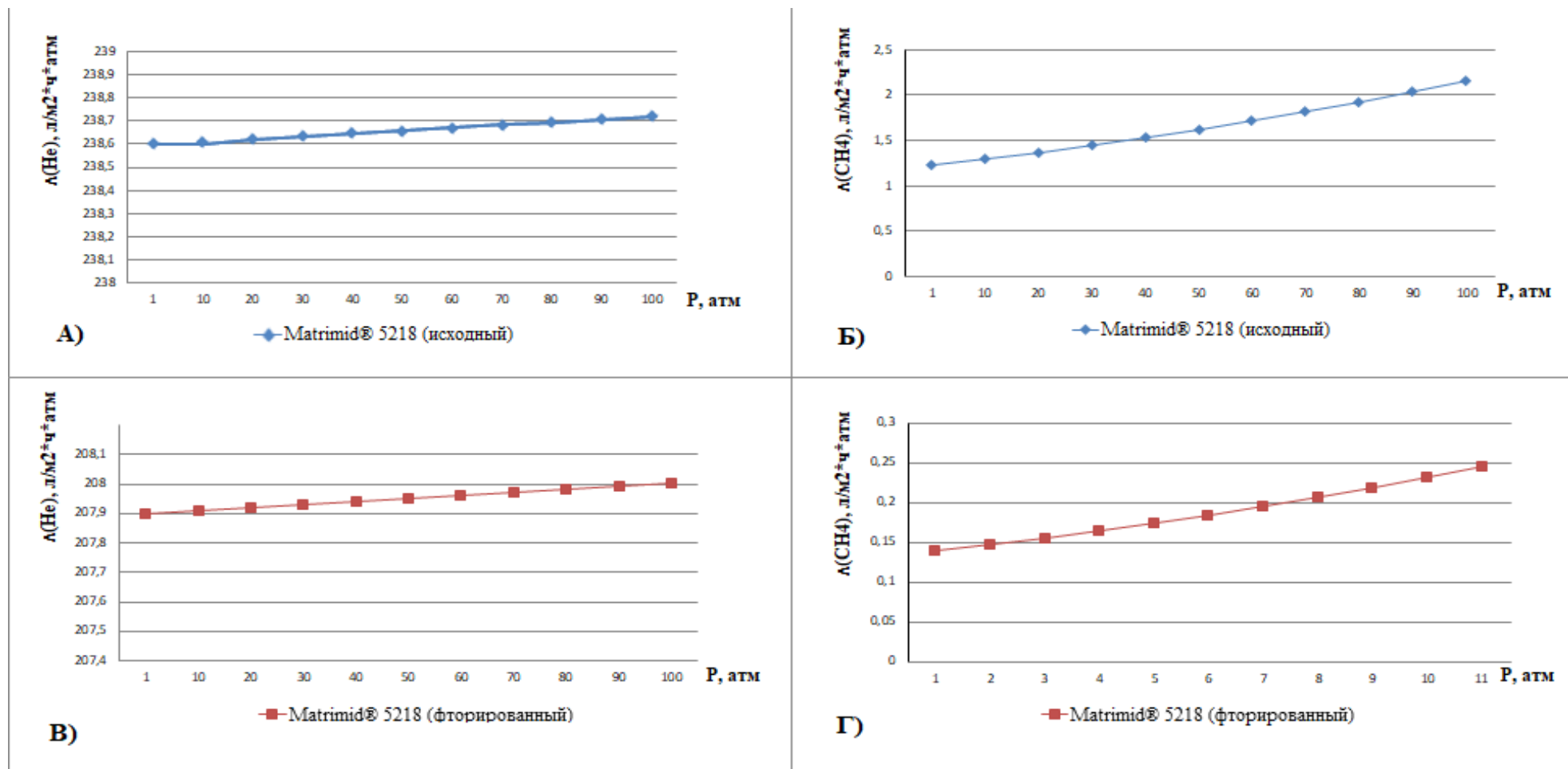


Рисунок 7.5 – Графики возрастания проницаемости (Λ) He и CH_4 по мере увеличения давления (P) в напорном канале мембранного модуля с полыми волокнами из XXXXXXXXXX (исходного и фторированного)

Используя соотношение (7.2), удалось определить, что селективность процесса проникания значительно снижается по мере увеличения давления в напорном канале (таблица 7.7).

Таблица 7.7 – Расчетные значения селективности ($\Lambda(\text{He})/\Lambda(\text{CH}_4)$) мембраны из полого волокна [REDACTED] (исходного и фторированного) при изменении давления в напорном канале

Давление, атм.	Селективность (α)	
	Исходное волокно	Фторированное волокно
	He/CH ₄	He/CH ₄
1	[REDACTED]	[REDACTED]
10	[REDACTED]	[REDACTED]
20	[REDACTED]	[REDACTED]
30	[REDACTED]	[REDACTED]
40	[REDACTED]	[REDACTED]
50	[REDACTED]	[REDACTED]
60	[REDACTED]	[REDACTED]
70	[REDACTED]	[REDACTED]
80	[REDACTED]	[REDACTED]
90	[REDACTED]	[REDACTED]
100	[REDACTED]	[REDACTED]

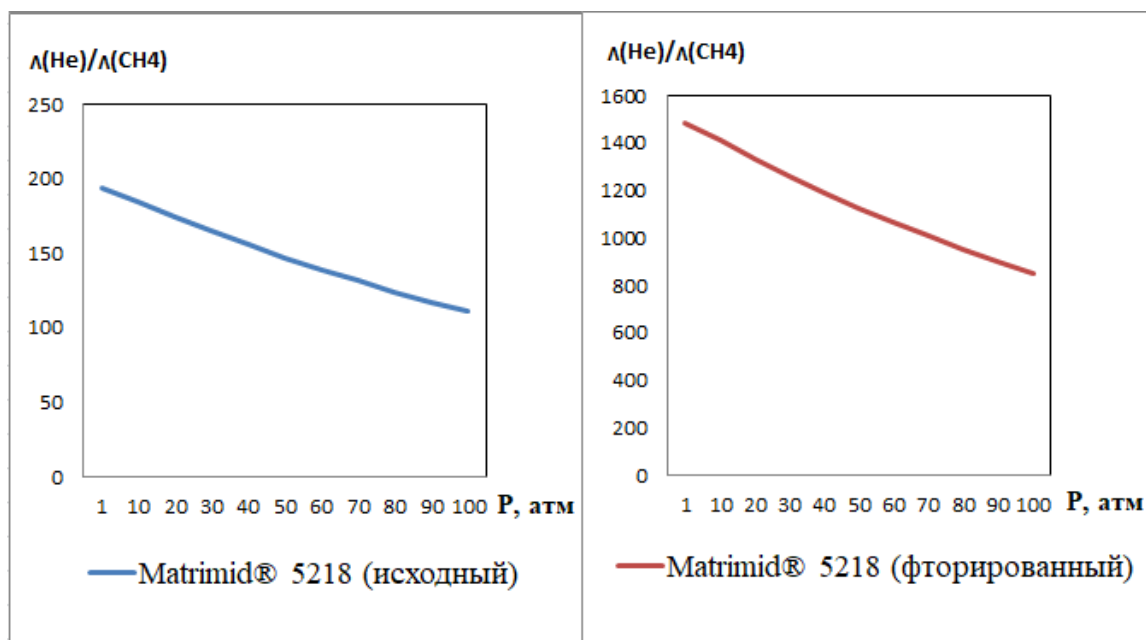


Рисунок 7.6 – Падения селективности He/CH₄ при увеличении давления

Учитывая снижение газопроницаемости и соответственно уменьшение селективности процесса газоразделения (рисунок 7.6), вызванные повышением величины давления, можно предположить, что оптимальной может быть схема не с наибольшей движущей силой (ΔP – разность давлений между напорным и дренажным каналом).

7.1.2 Приближенный расчет одноступенчатой мембранной схемы разделения смеси гелий-метан

Перед проектированием мембранных установок разделения необходимо составить предварительное технико-экономическое обоснование проекта [103]. Поэтому нужно оценить требуемую поверхность мембран в установке.

Одноступенчатая схема мембранного газоразделения, учитывающая требования и допущения в таблице 7.3, приближенная к технологическим условиям на Месторождении X (таблица 7.4) и предусматривающая изменение материала полого волокна на [REDACTED], обладающего характеристиками, указанными в таблице 7.2, представлена на рисунке 7.7.



Рисунок 7.7 – Одноступенчатая схема с использованием поволоконной мембраны из [REDACTED] для извлечения гелия из природного газа нефтегазоконденсатного месторождения

Потоки газа через мембрану определяется величиной движущей силы массопереноса и представлены феноменологическими соотношениями:

$$Q_A = P * y_p = \Lambda_A * \delta * (p_1 * y - p_2 * y_p) \quad (7.3)$$

$$Q_B = P * (1 - y_p) = \Lambda_B * \delta * [p_1 * (1 - y) - p_2 * (1 - y_p)] \quad (7.4)$$

где Q_A, Q_B – потоки газа через мембрану, м³/ч;
 Λ_A, Λ_B – проницаемости компонентов А и В, м³/м²*ч*атм;
 P – общий поток через мембрану (пермеат), м³/ч;
 y, y_p – текущие концентрации в напорном и дренажном пространствах, об. доли;
 δ – поверхность мембраны, м².

Концентрация селективно проникающего компонента в напорном пространстве аппарата изменяется от y_f до y_r . Среднее значение ее с достаточной для инженерных расчетов степенью точности можно выразить как:

$$y = (y_f - y_r) / \ln(y_f / y_r) \quad (7.5)$$

где y – текущая концентрация компонента в напорном канале, об. доли;
 y_f – начальная концентрация компонента в смеси, об. доли;
 y_r – концентрация компонента в ретентате, об. доли.

Деление уравнения (7.3) на (7.4) приводит к уравнению (7.6).

$$\alpha = \frac{\Lambda_A}{\Lambda_B} = \frac{y_p}{1 - y_p} * \left[\frac{p_1 * (1 - y) - p_2 * (1 - y_p)}{p_1 * y - p_2 * y_p} \right] \quad (7.6)$$

В результате математических преобразований (7.6) получаем квадратное уравнение в общем виде (7.7), решение которого относительно $X (y_p)$ позволяет определить состав пермеата.

$$0 = a * X^2 + b * X + c \quad (7.7)$$

$$a = (\alpha - 1) * p_2 \quad (7.8)$$

$$b = p_1 * (y - \alpha * y - 1) + (1 - \alpha) * p_2 \quad (7.9)$$

$$c = \alpha * y * p_1 \quad (7.10)$$

$$X = y_p \quad (7.11)$$

Потоки пермеата (P) и ретентата (R) связаны с заданной производительностью по исходной газовой смеси (F) и концентрациями y_f , y_p , y_r следующими балансовыми отношениями:

$$P = F * (y_f - y_p) / (y_p - y_r) \quad (7.12)$$

$$R = F * (y_p - y_f) / (y_p - y_r) \quad (7.13)$$

где P – поток пермеата, м³/ч

R – поток ретентата, м³/ч

F – заданная производительность, м³/ч

Расчет был осуществлен для одноступенчатой схемы (рисунок 7.7) при изменении давления в напорном канале (p_1) от 10 до 240 атм. (приложения А и Б), последовательно по (7.5), (7.7), (7.12) и (7.13), учитывая возрастание проницаемости компонентов бинарной смеси гелий-метан и падения селективности процесса, что ранее было подробно описано в подпункте 7.1.1.

Материальный баланс для одной технологической линии УМВГК, в которой подразумевается применение мембранных модулей с полым волокном из ██████████ (исходного и фторированного) представлен в таблице 7.8, учитывая, что мембранное газоразделение смеси осуществляется строго при технологических условиях (таблица 7.4).

Таблица 7.8 – Материальный баланс для одной технологической линии УМВГК при использовании полуволоконной мембраны из ██████████ двух вариаций, с учетом зависимости проницаемости от перепада давления в напорном канале ($\Lambda = f(\Delta P)$)

Параметр	██████████ (исходный)			██████████ (фторированный)		
	Смесь (F)	Пермеат (P)	Ретентат (R)	Сырьевой газ (F)	Пермеат (P)	Ретентат (R)
Расход, млрд. м ³ /год	████	████	████	████	████	████
Концентрация He, %	████	████	████	████	████	████
Давление, МПа (абс.)	██	██	██	██	██	██
Потери CH ₄ в пермеате, %	████			████		

Во многих технологических расчетах, например в [106-107], влиянием рабочего давления на проницаемость газов пренебрегают и считают ее постоянной. Данный подход к осуществлению расчета существенно скажется на результатах численных вычислений (таблица 7.9) и приведет к повышению капитальных вложений, что объясняется увеличением площади необходимой поверхности мембраны для осуществления газоразделения при заданном режиме работы, опираясь на уравнения (7.3), (7.4) и (7.14).

$$KV = C * \delta \tag{7.14}$$

где КВ – капитальные вложения, рубль;
 С – удельная стоимость мембраны, рубль/м²;
 δ – потребная площадь мембраны, м².

Таблица 7.9 – Материальный баланс для одной технологической линии УМВГК при использовании полуволоконной мембраны из [REDACTED] двух вариаций, принимая $\alpha = \Lambda_i / \Lambda_j = \text{const}$

Параметр	[REDACTED] (исходный)			[REDACTED] (фторированный)		
	Смесь (F)	Пермеат (P)	Ретентат (R)	Сырьевой газ (F)	Пермеат (P)	Ретентат (R)
Расход, млрд. м ³ /год	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Концентрация Не, %	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Давление, МПа (абс.)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Потери CH ₄ в пермеате, %	[REDACTED]			[REDACTED]		

Сравнивая результаты расчетов материальных балансов при условиях принятия $\Lambda = f(\Delta P)$ и $\Lambda = \text{const}$ (таблицы 7.8 и 7.9), можно сделать вывод, что зависимость проницаемости компонентов смеси гелий-метан от давления оказывает существенное влияние на точность расчета и пренебрегать ей нельзя.

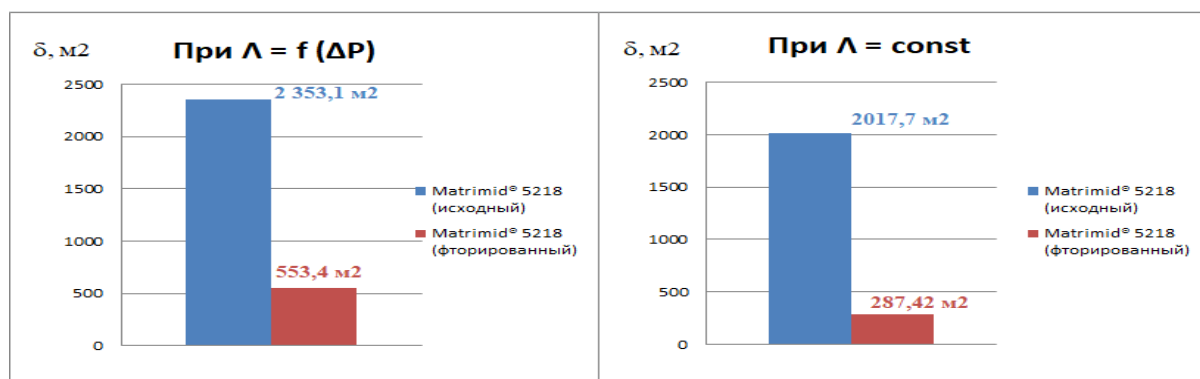


Рисунок 7.8 – Потребные площади мембран из [REDACTED] при $\Lambda = f(\Delta P)$ и $\Lambda = \text{const}$

Потребные площади мембран (δ) из [REDACTED] двух вариаций представлены на рисунке 7.8 при условиях $\Lambda = f(\Delta P)$ и $\Lambda = \text{const.}$. Сравнивая диаграммы (рисунок 7.8), делаем вывод, что расчет при $\Lambda = \text{const.}$ приведет к ошибочному значению δ и неверному предварительному технико-экономическому обоснованию проекта.

Потребная площадь мембраны (δ) из фторированного [REDACTED] на порядок ниже (в 4 раза) по сравнению с исходным исполнением полиимида, что позволяет сделать выбор в ее пользу, опираясь на минимизацию капитальных вложений.

Значения показателей, указанных в таблице 7.7, укладываются в рамки, заявленных требований (таблица 7.2), исходя из чего, принимается решение, что газоразделительная система, состоящая из одной мембранной ступени способна в полной мере решить задачу выделения гелия из бинарной смеси на Месторождении X.

Результаты расчета (таблица 7.7) подтверждают, что использование полого волокна из [REDACTED] (полиимида) как исходного, так и фторированного в качестве разделительной мембраны является целесообразным. Однако применение модифицированной версии [REDACTED], полученной газофазным фторированием, в мембранных модулях является наиболее эффективным решением, оптимизирующим технологию утилизации гелия, исходя из того, что в пермеате концентрация Ne значительно повышается, а потери CH_4 снижаются на порядок.

7.1.3 Построение и анализ графиков зависимости концентрации гелия от изменения давления в напорном канале

В результате проведения расчета в широком диапазоне давлений (от 1 до 25 МПа) в напорном канале по методике подпункта 7.1.2, удалось построить графики зависимости концентрации гелия в пермеате от величины давления для [REDACTED] исходного (рисунок 7.9) и фторированного (7.10).

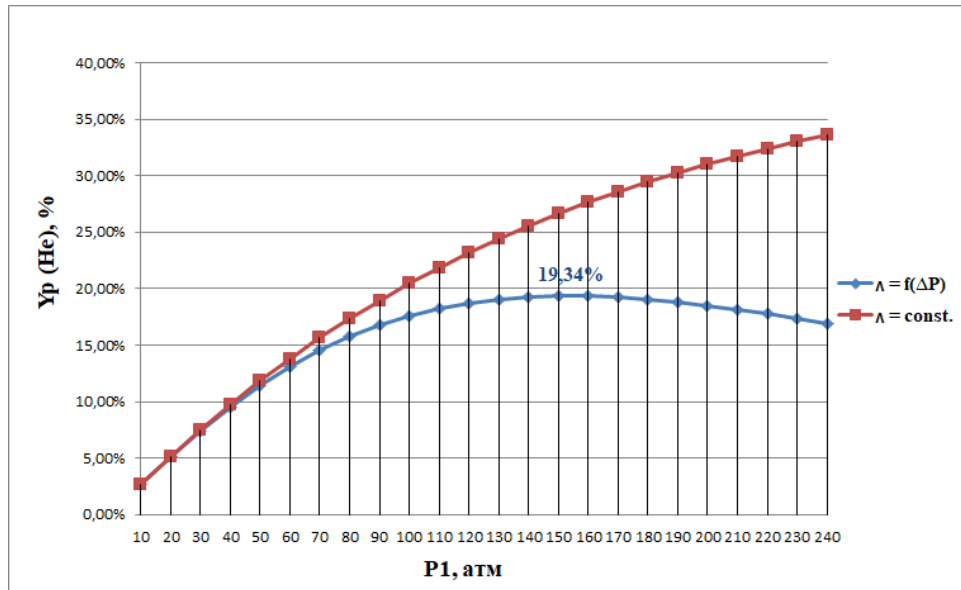


Рисунок 7.9 – Зависимость концентрации гелия в пермеате от величины давления в напорном канале мембранного модуля из [] (исходного)

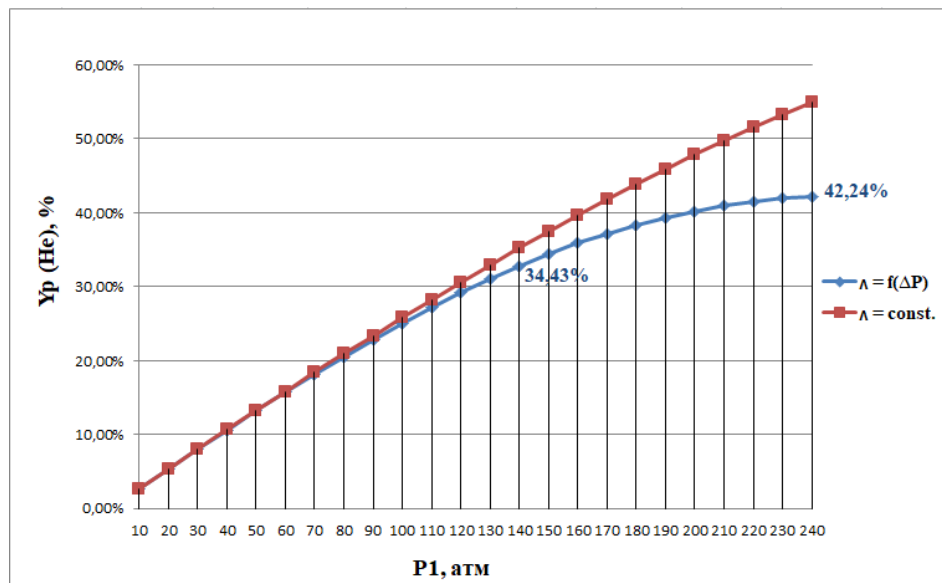


Рисунок 7.10 – Зависимость концентрации гелия в пермеате от величины давления в напорном канале мембранного модуля из [] (фторированного)

Анализируя графики (рисунки 7.9 и 7.10), можно сделать вывод, что общая закономерность мембранного газоразделения (чем выше перепад

давления на мембране, тем эффективнее процесс разделения) в случае бинарной смеси He – CH₄ не соблюдается, если учитывать зависимость изменения проницаемости компонентов от давления в напорном канале.

Графики, учитывающие зависимость $\Lambda = f(\Delta P)$, можно разделить на два участка. Первый участок, где концентрация гелия в пермеате увеличивается по мере повышения давления p_1 и достигает своего максимума, можно объяснить интенсивным проникновением гелия через селективный слой мембраны. Точка с максимальной концентрацией He определяет оптимальные условия процесса разделения бинарной смеси. На втором участке происходит повышение концентрации CH₄ в селективно проникающем потоке, вызванное значительным возрастанием проницаемости метана.

Исходя из вышесказанного, условия эксплуатации полволоконных модулей (таблица 7.4), принятые на Месторождении X, являются не оптимальными для мембран из [REDACTED] (исходной и фторированной), несмотря на это, выполнение требований газоразделения выполняется (таблица 7.3), что наглядно представлено на рисунках 7.11 и 7.12.

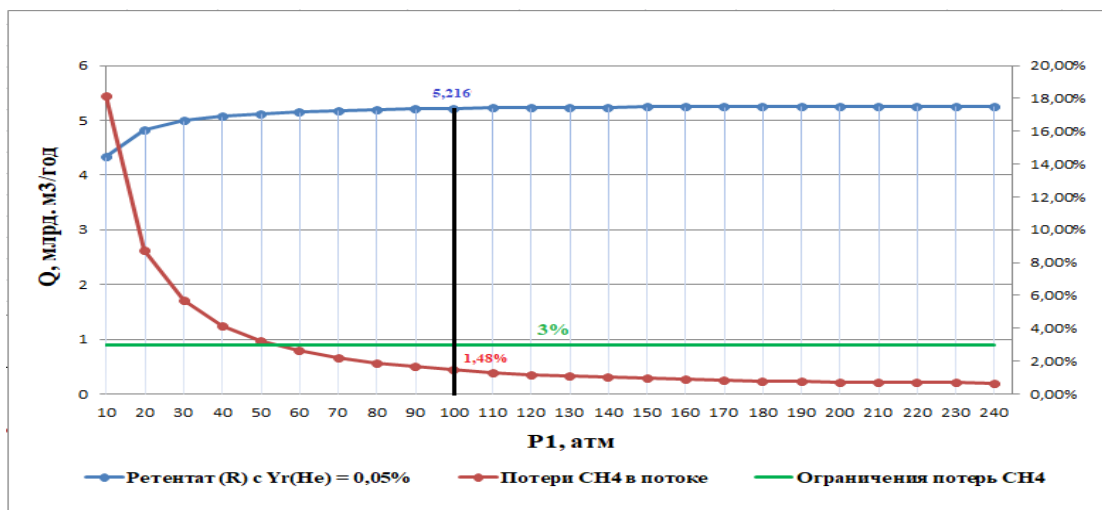


Рисунок 7.11 – Характеристика потока ретентата при использовании [REDACTED] (фторированный)

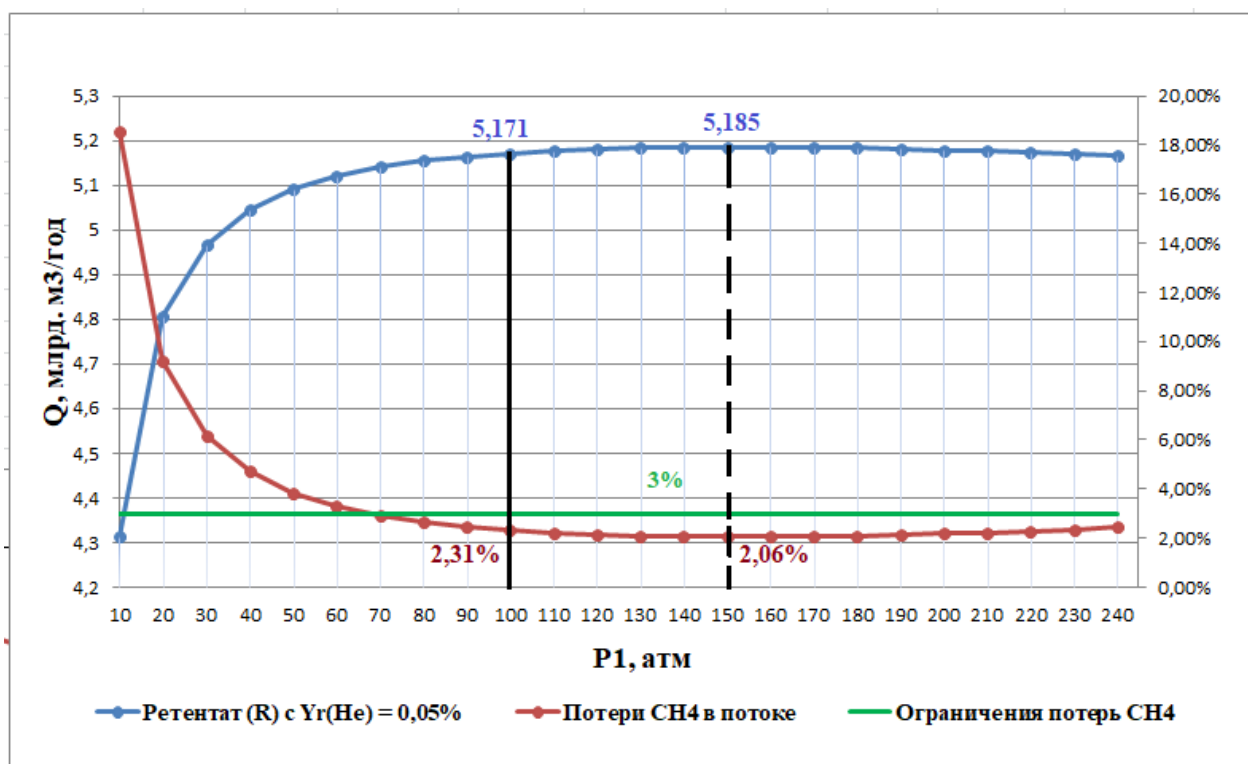


Рисунок 7.12 – Характеристика потока ретентата при использовании [REDACTED] (исходный)

7.3 Обсуждение результатов выполненного расчета и обобщение выводов

На нефтегазоконденсатном месторождении главной целью мембранного процесса газоразделения является получение ретентата, а именно природного газа с пониженным содержанием гелия до концентрации [REDACTED]% при условии, что потери метана в пермеате не должны превышать [REDACTED]% от его объема в сырьевом потоке.

Результаты расчета подтверждают, что полые волокна из полиимида [REDACTED] исходного исполнения и фторированного, используемые в половолоконном мембранном модуле, эффективно справляются с поставленной задачей разделения газовой смеси по одноступенчатой схеме при, заданных на Месторождении X технологических условиях.

Модифицированный полиимид [REDACTED], полученный газофазным фторированием, проявляет себя намного лучше в заданных условиях, чем мембрана из исходного полимера [REDACTED]. К преимуществам его применения можно отнести:

- снижение потерь CH_4 в селективно проникающем потоке до [REDACTED] %;
- повышение концентрации гелия в пермеате до [REDACTED] %;
- высокая селективность ($\alpha = [REDACTED]$) и проницаемость по гелию ($\Lambda(\text{He}) = [REDACTED]$ л / м²*ч*атм);
- низкая проницаемость по метану ($\Lambda(\text{CH}_4) = [REDACTED]$ л / м²*ч*атм);
- потребная поверхность мембраны составляет [REDACTED] м², что в [REDACTED] раза меньше по сравнению с исходной [REDACTED];
- процесса газоразделения осуществляется до заданных требований по одноступенчатой схеме.

8 Безопасность и экологичность

Нефтегазовый комплекс является наиболее значимой составляющей экономики России. Группа отраслей по добыче, транспортировке и переработке нефти и газа и распределению продуктов их переработки находится в зоне высокого риска возникновения экологических, производственных и техногенных катастроф. В связи с данным фактом необходимо уделить особое внимание вопросам обеспечения максимальной безопасности и экологичности для нефтегазовой промышленности.

Нефтяные и газодобывающие компании должны создать условия безопасного производства, а так же минимизировать негативное воздействие на окружающую среду, пренебрежительное отношение к чему может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей производственную и экологическую безопасность на объектах установки мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) Месторождения X

8.1. Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Ключевыми объектами УМВГК являются здания мембранного разделения газа первой (№ 1, № 2, №3) и второй ступени, где расположены мембранные элементы.

Производственная деятельность инженера смены на объектах УМВГК направлена на проведение комплекса мероприятий по контролю процесса мембранного газоразделения природного газа, обеспечение бесперебойной работы газоперекачивающих агрегатов и оборудования, а также на

осуществление оперативно-технического руководства за эксплуатацией газоперекачивающего оборудования.

Факторы, оказывающие вредное воздействие на обслуживающий персонал на объектах УМВГК нефтегазоконденсатного месторождения, приведены в таблице 8.1, согласно классификации [108].

Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие вредные факторы при эксплуатации установки мембранного выделения гелиевого концентрата

Наименование видов работ	Наименование фактора	Влияние на человека	Нормативные документы
Обход и осмотр технологической площадки и вспомогательного оборудования	Повышенный уровень шума	Снижение остроты слуха, повышение кровяного давления, ухудшение зрения	ГОСТ 12.1.003-2014 [109] ГОСТ 12.1.029-80 [110]
	Повышенный уровень вибрации	Получение травм в следствии выхода из строя оборудования	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [111] ГОСТ 12.1.012-2004 [112]
	Недостаточная освещенность	Головная боль Быстрое утомление, снижение работоспособности	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [113] СП 52.13330.2011 [114]
	Повышенная запыленность и загазованность	Воспаление дыхательных путей	ГОСТ 12.1.005-88 [115]
Оперативный контроль за технологическими процессами	Отклонение показателей микроклимата в помещении	Быстрое утомление, снижение работоспособности	СанПиН 2.2.4.548-96 [116] СНиП 41-01-2003 [117]
	Недостаточная освещенность	Ухудшение зрения, головная боль	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [118] СП 52.13330.2011 [119]
	Повышенный уровень ионизирующих излучений	ожог кожи или острый лучевой синдром	СанПиН 2.6.1.2523-09 [120]

Опасные производственные факторы [108], которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации УМВГК, показаны в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные факторы при эксплуатации установки мембранного выделения гелиевого концентрата

Наименование видов работ	Наименование фактора	Влияние на человека	Регулирующие документы
Обход и осмотр технологической площадки	Подвижные части производственного оборудования	Физические травмы различной степени	ГОСТ 12.2.003-91 [121]
	Электрический ток, повышенное значение напряжения	Судорожное сокращение мышц, нарушение нервной системы, остановка сердца	ГОСТ 12.2.062-81 [122] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [123] ГОСТ 12.1.030-81 [124]
	Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	Физические травмы различной степени, ожоги кожных покровов	ГОСТ Р 54404-2011 [125]
	Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	ожоги дыхательных путей, нарушение циркуляции при потере жидкости	ГОСТ Р 51337-99 [126] ГОСТ Р 51333 [127] ГОСТ Р 51344 [128] ЕН 614-1 [129]
Оперативный контроль за технологическими процессами	Пожароопасность	Ожоги кожных покровов разной степени	НПБ 105-03 [130] ПП РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 [131] СНиП 2.01.02-85 [132] НПБ 110-03 [133] СНиП 2.01.02-85 [134]
	Электрический ток, повышенное значение напряжения	Судорожное сокращение мышц, нарушение нервной системы, остановка сердца	ГОСТ 12.2.062-81 [135] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [136] ГОСТ 12.1.030-81 [137]

По основному виду экономической деятельности установлен 18 класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 2,3 % к начисленной оплате труда [138].

На объектах УМВГК возможно возникновение аварийных ситуаций, самые распространенные среди которых:

- пожар на территории;
- утечка и взрыв газа;
- короткое замыкание и возгорание кабелей;

8.2. Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Район строительства объекта расположен в северной климатической зоне с наиболее суровыми условиями, климатический подрайон строительства 1Д по категории [139]. Климатологические данные района, где располагается УМВГК, указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Климатологические данные

Периоды года	Теплый	Холодный
Барометрическое давление, (гПа)	985	
Расчетная географическая широта, (в град. с. ш.)	61	
Параметры наружного воздуха, Т (°С)	22,2	-51
Средняя температура отопительного периода, (°С)	-	-14
Продолжительность отопительного периода, (сутки)	-	266
Расчетная снеговая нагрузка, кПа (кгс/м ²) *	-	1.8 (III)
Расчетная ветровая нагрузка, кПа (кгс/м ²) *	-	0.17 (Ia)
Сейсмичность района строительства, (балл)	6	

Выполняемые работы в основном осуществляются в зданиях мембранного разделения газа первой (№ 1, № 2, №3) и второй ступени, по уровню энергозатрат относятся к категории Па с интенсивностью 630-840

кДж/ч, облучаемая поверхность не более 25% и интенсивность теплового облучения составляет 100 Вт/м².

Параметры микроклимата в рабочей зоне в соответствии с категорией выполняемых работ представлены в таблице 8.4 [140].

Таблица 8.4 – Температурно-влажностный режим воздуха в рабочей зоне

Время года	температура воздуха, °С	температура поверхностей, °С	Влажность, %	скорость движения воздуха, м/с
холодное время года	19-21	18-20	40-60	0,2
теплое время года	21-23	20-23	40-60	0,3

Согласно требованиям, действующих санитарных и технологических норм [141] система вентиляции должна обеспечивать температурно-влажностный режим, а также предотвращать и снижать уровень загазованности. В помещениях УМВГК для поддержания параметров воздушной среды используется система вентиляции, включающая:

- естественную вентиляцию во всех помещениях УМВГК;
- вытяжную вентиляцию;
- установки кондиционирования воздуха;
- отопительную систему с теплосетью.

8.3. Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Высота помещений принимается с учетом габаритов оборудования, безопасного обслуживания и высотного модуля в соответствии с санитарными нормами и правилами [142].

Компоновка оборудования должна обеспечивать рациональную механизацию и автоматизацию технологических процессов, безопасное и удобное обслуживание оборудования, проведение ремонтных работ [143].

Для обеспечения монтажа крупногабаритного оборудования в стенах и перекрытиях здания следует предусматривать ворота, монтажные проемы, размеры которых должны превышать наибольшие габариты оборудования не менее чем на 400 мм.

Подъезд автотранспорта к зданиям и сооружениям электростанции предусматривает автодороги и площадки, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования [144].

Фактическое состояние санитарно-гигиенических условий труда предоставлено в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора	Класс условий труда, степень вредности и опасности
1	Тяжесть трудового процесса			3.1
2	Напряженность трудового процесса			2
3	Шум, дБА	80	87	3.2
4	Температура, °С	20	22,4	2
5	Влажность, %	35	40-60	2
6	Скорость движения воздуха, м/с	0,1	0,25	2
7	Освещенность, лк	300	300	2
8	КЕО, %	0.6	1,5	2
9	ТНС, С	21	17,8	2
10	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	100	3.1
11	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Стирол	2	0.1	2

На объекте предусмотрено автоматическое включение аварийной вентиляции по сигналу газоанализаторов, срабатывающих при содержании взрывоопасных паров в воздухе помещений на уровне 10 % НКПРП, а также местное ручное включение и выключение у основного входа в помещение. Газоанализаторы снабжены световой и звуковой сигнализацией.

Для воздухопроводов, оборудования, трубопроводов систем отопления и вентиляции помещений категории Б следует предусматривать защиту от статического электричества согласно [124].

Естественное освещение создается через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток. В рабочих помещениях светильники с люминесцентными лампами располагаются параллельно светонесущей стене на расстоянии 1,2 м от наружной стены и на расстоянии 1,5 м от внутренней.

Освещенность составляет 300 лк, что соответствует IV разряду зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 % [145].

Естественное освещение (боковое) является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %.

Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 лк [145].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [146].

Для защиты от шума, вибраций и излучений на ДКС использованы звукопоглощающие конструкции (облицовки, кулисы, штучные поглотители); звукоизолирующие и не пропускающие излучение кабины наблюдения и дистанционного управления; звуко- и виброизолирующие кожухи на агрегатах; акустические экраны; глушители шума в системах вентиляции, кондиционирования воздуха и аэрогазодинамических установках; виброизоляция технологического оборудования [147].

Каждый работник предприятия обеспечивается средствами индивидуальной защиты, специальной одежды и обуви (таблица 8.6) [148].

Таблица 8.6 – Типовые нормы выдачи индивидуальной защиты, спецодежды и спецобуви для сменного инженера

Наименование СИЗ	Количество
Костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	1 шт.
Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
Перчатки диэлектрические	дежурные
Боты или галоши диэлектрические	дежурные
Сапоги резиновые с защитным подноском	1 пара
Очки защитные	до износа
Щиток защитный лицевой	дежурный
Средство индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующее или изолирующее	до износа
Наушники противошумные или вкладыши противошумные	до износа
Средство индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) противогазовое	до износа

8.4. Обеспечение безопасности технологического процесса

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (далее ПДК). Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания с помощью газоанализатора или рудничной лампы.

Предельно допустимая концентрация пыли в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [149].

Таблица 8.7 – Взрывопожароопасные и токсикологические свойства компонентов попутного нефтяного газа

Компонент	Агрегатное состояние	Класс опасности по ГОСТ 12.007-76	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК компонента в воздухе рабочей зоны, мг/м ³
Метан (СН ₄)	г	4	Учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания и координации тонких мышечных движений, головная боль	300
этан (С ₂ Н ₆)	г	4		155
пропан (С ₃ Н ₈)	г	4		100
бутан (С ₄ Н ₁₀)	г	4		300
пентан (С ₅ Н ₁₂)	г	4		-
сернистого газа (SO ₂)	г	3		10
метанола (СН ₃ ОН)	г	2		5

Для экспресс-анализа помещений используются переносные газоопределители УГ-2. При превышении ПДК в воздухе рабочей зоны [149], работников обеспечиваются соответствующими противогазами. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Площадка технологического комплекса дополнительно обеспечивается автоматическими датчиками контроля воздушной среды.

Для исключения прямого контакта работников с токоведущими частями оборудования, возникновения напряжения на неизолированных металлических частях электроустановок, повреждения изоляции проводов, короткого замыкания, технологические площадки необходимо обеспечить электробезопасным оборудованием (таблица 8.8).

Таблица 8.8 – Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов ГОСТ 121.038-82 [150]

Род тока	U, В не более	I, mA не более
Переменный, 50Гц	2.0	0.3
Переменный, 400Гц	3.0	0.4
Постоянный	8.0	1.0

Для исключения воздействия тока на человека на электроустановках выполняется заземление, работники обеспечиваются резиновыми ковриками и дополнительными средствами индивидуальной защиты (резиновые перчатки, резиновые сапоги).

По периметру площадки на трубные свайные фундаменты установлены четыре прожекторные мачты, соединяемые с молниеприемниками. По территории площадки проложен заземляющий контур из стальной полосы на глубине 0,7 м. Общеплощадочный контур заземления связан с заземляемыми частями генераторов.

В процессе эксплуатации контроль состояния заземляющих устройств осуществляется проверкой их соединения и коррозионного состояния,

измерения сопротивления заземляющих устройств электроустановок, заземлителей опор ВЛ и напряжения прикосновения.

Сопротивление заземляющих устройств измеряется по методу амперметра-вольтметра с помощью одного из приборов: МС-08, М-416, Ф 4103, ЭКЗ-01, ПИНП, ЭКО-200, АНЧ-3, КДЗ1, ОНП-1.

8.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Помещения мембранного разделения газа первой (№ 1, № 2, №3) и второй ступени по пожарной опасности относятся к категории В4 [151].

Причинами пожара могут служить следующие факторы:

- нарушение правил применения и эксплуатации приборов и оборудования с низкой противопожарной защитой;
- использование при строительстве материалов, не отвечающих требованиям пожарной безопасности;
- отсутствие пожарной охраны и эффективных средств борьбы с огнем.

Источниками воспламенения могут быть открытый огонь, искры электрооборудования, статическое электричество, искры удара и трения деталей машин и оборудования и др.

Таблица 8.9 – Предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация веществ топлива для газотурбинных установок [152]

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	По объему (%)		По массе мг/м ³		% об.	мг/м ³
	НКПР	ВКПР	НКПР	ВКПР		
Метан, СН ₄	5	15,7	33000	104000	0,25	1650
Этан, С ₂ Н ₆	2,9	15	36000	186000	0,15	1800
Пропан, С ₃ Н ₈	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан, С ₄ Н ₁₀	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Метанол, СН ₃ ОН	6	34,7	92000	532000	0,3	4600
Окись углерода, СО	12,5	75	74000	444000	0,63	3700
Сероводород, Н ₂ С	4,2	46	60000	657000	0,22	3000

Зоны в помещениях мембранного разделения газа первой (№ 1, № 2, №3) и второй ступени, где расположены мембранные элементы, относятся к классу В-Ia [153].

Для установки оборудования в помещениях данного класса необходимо установить допустимый уровень взрывозащиты или степень защиты оболочки электрических машин. Согласно ПУЭ в помещениях данного класса требуется установка электрического оборудования «повышенной надежности против взрыва» [153].

Для оповещения персонала о возникновении пожара предусмотрен центральный пульт пожарной сигнализации для зала мембранного элемента и зала вспомогательного оборудования, установленный в зале управления.

Центральный пульт пожарной сигнализации оборудован отдельным аккумулятором и зарядным устройством для обеспечения резервного питания системы обнаружения и тушения пожара. Дополнительно рекомендуется подключить систему обнаружения и тушения пожара к собственному источнику бесперебойного питания.

Центральный пульт пожарной сигнализации управляет выпуском CO₂, обеспечивает информацию о текущем статусе системы обнаружения и тушения пожара. Датчики температуры и пламени установлены в зале газовой турбины и зале вспомогательного оборудования, все датчики подключены к центральному пульту пожарной сигнализации.

Электрические сирены расположены внутри каждого защищаемого помещения, система является полностью автоматической.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме"

В помещении, где расположены мембранные элементы возможен пожар класса А [154], поэтому в них установлен щит пожарный ЩП-А с двумя ручными порошковыми огнетушителями вместимостью 5 л и массой огнетушащего вещества 4 кг. Помещения мембранного элемента оборудованы системой стационарного пожаротушения:

- два выхода в производственных помещениях для эвакуации персонала;
- автоматические установки пожарной сигнализации;
- автоматические и неавтоматические системы оповещения людей о пожаре [155-156].

Для ликвидации пожара используются силы пожарных частей месторождения.

Эвакуационные выходы из здания и помещений запроектированы согласно действующим нормам (не менее двух) [157].

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

8.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В зданиях мембранного разделения газа первой (№ 1, № 2, №3) и второй ступени, где расположены мембранные элементы, наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является пожар или взрыв. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор.

Возможные ЧС техногенного характера [158], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 8.10.

Таблица 8.10 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива	Утечка газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв, разрушение несущих конструкций агрегата, пожар	Постоянный контроль за целостностью газопровода, запрет пожаро- и взрывоопасных работ	Использование автоматических средств пожаротушения, прекращение подачи газа.
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Механическое повреждение изоляции кабелей, влажность помещения, перенапряжение электрического оборудования	Пожар, авария генератора	Контроль степени изоляции кабелей, влажности помещений	Использование ручных и автоматических средств пожаротушения, отключение от электросети.
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Сильный ветер или ураган	Выход из строя оборудования, возникновение взрыва или пожара, повреждение линий электросети	Оповещение персонала	Аварийный остановка агрегата, разбор завалов, устранение повреждений

Мембранные элементы предназначены для разделения природного газа (или ПНГ) на газ, содержащий пониженную концентрацию гелия, и гелиевый концентрат. УМВГК располагается на территории участка подготовки УКПГ-1.

На УМВГК выполняется непрерывный процесс газоразделения, который обеспечивается коллективом штатных сотрудников в количестве 150 человек.

Все работники полностью обеспечиваются средствами медицинской и индивидуальной защиты.

Для уменьшения риска возникновения ЧС и повышения устойчивости объекта проводятся следующие мероприятия:

- организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт;
- использование современных приборов контроля и сигнализации;

- проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям;

- соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Действия персонала УМВГК при ЧС:

- сообщить оператору УМВГК;
- доложить руководству о чрезвычайной ситуации на газопроводе;
- локализовать место аварии (закрыть запорную арматуру в аварийной части газопровода);
- сообщить в местное управление ГО и ЧС;
- при угрозе жизни покинуть место ЧС.

8.7. Экологичность проекта

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе мембранного элемента, износе его уплотнений, повышении давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов. В атмосферу могут попасть легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), сероводород, этилмеркаптан [158].

К основным мероприятиям по защите атмосферы относятся: проверка оборудования на прочность и герметичность; неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования; своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры; использование системы контроля загазованности.

При попадании в сточные воды таких веществ, как метанол и одорант может быть нанесен вред гидросфере. Причиной этого могут послужить ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам: исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры): своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

К мероприятиям по уменьшению негативного влияния на литосферу относятся:

1) Селективный сбор всех отходов, их временное хранение на специально отведенных площадках, передача на утилизацию специализированным организациям.

2) Проверка оборудования на прочность и герметичность.

3) Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

4) Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

Опасные производственные объекты, в число которых входит и УМВГК должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект. С целью безопасности устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определено, что, на сегодняшний день, предварительное извлечение избыточных объемов гелия на месторождении и закачка их в ПХГ является оптимальной технологией утилизации данного компонента-примеси.

Обосновано, что при осуществлении мембранного процесса газоразделения бинарной смеси гелий-метан в области высоких давлений необходимо учитывать изменение проницаемости компонентов смеси от давления в напорном канале мембранного модуля.

Подтверждено результатами расчета, что мембраны из полиимида [REDACTED] исходного и фторированного исполнения отвечают требованиям и задачам процесса газоразделения при заданных на нефтегазоконденсатном месторождении технологических условиях и позволяют осуществить процесс по одноступенчатой схеме;

Доказано, что модифицированная фторированием мембрана из [REDACTED], относительно исходной, обладает рядом преимуществ при технологических условиях нефтегазоконденсатного месторождения:

- снижение потерь CH_4 в селективно проникающем потоке до [REDACTED] %;
- повышение концентрации гелия в пермеате на первой ступени до [REDACTED] %;
- высокая селективность мембраны равная [REDACTED];
- низкая проницаемость по метану [REDACTED] л/м²*ч*атм;
- потребная поверхность мембраны составляет [REDACTED] м², что в [REDACTED] раза меньше по сравнению с исходной [REDACTED];

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВСЖД – Восточно-Сибирская железная дорога
ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий океан
ГДИС – гидродинамическое исследование скважин
ГИС – геофизическое исследование
ГК – гелиевый концентрат
ГКМ – газоконденсатное месторождение
ГНК – газонефтяной контакт
ГОГ – газ, обогащенный гелием
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГРР – геологоразведочные работы
ГХИ – геохимическое исследование
ГХК – газохимический комплекс
ГШ – газовая шапка
ДКС – дожимная компрессорная станция
КЕО – коэффициент естественной освещенности
КИГ – коэффициент извлечения газа
КИК – коэффициент извлечения конденсата
КИН – коэффициент извлечения нефти
КЦА – короткоцикловая адсорбция
МГ – магистральный газопровод
МКС – мобильная компрессорная станция
ММП – многолетняя мерзлая порода
МНП – магистральный нефтепровод
МТДА – модульный турбодетандерный агрегат
МЭ – мембранный элемент
НГ – нефтегазовое
НГК – нефтегазоконденсатное
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НГО – нефтегазоносная область
НГП – нефтегазоносная провинция
НК – начало кипения
НПС – нефтеперекачивающая станция
НТС – низкотемпературная сепарация
ОМПУ и ОПМУ – опытно-промышленная мембранная установка
ОНГКМ – Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение
ОПР – опытно-промышленная разработка
ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация
ПГИ – промыслово-геофизическое исследование
ПГОГ – природный газ, обогащенный гелием
ПДВК – предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация
ПДК – предельно – допустимая концентрация
ПДУ – предельно – допустимый уровень
ПНГ – попутный нефтяной газ
ПНД – поддержание пластового давления
ППО – подготовлено к промышленному освоению
ПСП – приемо-сдаточный пункт
ПХГ – подземное хранилище газа
ПЭ – промышленная эксплуатация
СВ – свободный
СПГ – сжиженный природный газ
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ТЭС – тепловая электростанция
УВ – углеводород
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УМВГК – установка мембранного выделения гелиевого концентрата
УПГ – установка подготовки газа
УПН – установка подготовки нефти

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Как из природного газа добывают гелий [Электронный ресурс] // Газпром Информаторий – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/articles/helium/>

2 Якуцени В.П. Проблемы освоения ресурсов Восточно-Сибирского гелия / В.П. Якуцени // Газовая промышленность. 2016. №3. – С. 20–25.

3 Татаринов А.О., Сауленко С.П., Люгай Д.В. Создание Иркутского центра газодобычи на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2013. № 1. – С. 30–33.

4 Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира [Электронный ресурс] / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер // Научная статья «НИИ КМ». 2007. – Режим доступа: https://www.niikm.ru/articles/publications/helium_in_the_world/

5 Якуцени В.П. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности [Электронный ресурс] / В.П. Якуцени // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронный научный журнал ВНИГРИ. 2009. – Режим доступа: www.ngtp.ru/3/15_2009.pdf

6 Мировой рынок гелия [Электронный ресурс] // Публикация на сайте ООО «Газпром гелий сервис». 2015-2020 – Режим доступа: <https://gshelium.ru/?id=24>

7 Конторович А. Э. Россия в 20-х годах XXI века может стать крупнейшим в мире производителем гелия [Электронный ресурс] // Новости - РИФ «Гвоздь» (kapitalpress.ru), 2007. – Режим доступа: <http://www.kapitalpress.ru/news/2007/02/28/486/>

8 ГОСТ Р 56676-2015 «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования» (Переиздание 2019 г.). – Введ. 01.04.2016. – Москва: «Газпром» (ОАО «Газпром») и Обществом с

ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») с участием ООО «ВНИГНИ-2», 2019. – п. 7.1

9 Приказ №564 «Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов». – Введ. 28.12.2015. – Москва: Министерство природных ресурсов и экологии российской федерации, 2015.

10 Приказ №126 «Об утверждении Временных положения и классификаций». – Введ. 7.02.2001. – Москва: Министерство природных ресурсов и экологии российской федерации, 2001.

11 Протокол №11-17/0044-пр «Методические рекомендации по применению Классификации эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод к месторождениям промышленных вод». – Введ. 03.04.2007 – Москва: Министерство природных ресурсов и экологии российской федерации, 2007.

12 ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин (с Поправками)». – Введ. 01.09.2003. Поправка (ИУС N 2-2019). – Москва: ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева», Технический комитет по стандартизации ТК 206 «Эталоны и поверочные схемы», 2019.

13 ИТС 50-2017 «Переработка природного и попутного газа». – Введ. 01.05.2018. – Москва: Техническая рабочая группа «Переработка природного и попутного газа» (ТРГ 50) – п. 1.3.8

14 Приказ №477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» – Введ. 1.11.2013. – Москва: Министерство природных ресурсов и экологии российской федерации, 2013. – гл. 2–3

15 Подсчёт запасов сопутствующих газов [Электронный ресурс] // Публикация на сайте МегаОбучалка, 2015 – 2020 – Режим доступа: <https://megaobuchalka.ru/6/7709.html>

16 Jakucja, skarbiec Rosji [Электронный ресурс] // Публикация на сайте Salon24. 2021 – Режим доступа: <https://www.salon24.pl/u/ekonomiapolityczna/376255,jakucja-skarbiec-rosji>

17 Арчegov В.Б. Основы стратегии рационального освоения высококачественных ресурсов гелия Сибирской платформы [Электронный ресурс] / В.Б. Арчegov // Санкт-Петербург: Научная статья по энергетике и рациональному природопользованию. 2015 – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/osnovy-strategii-ratsionalnogo-osvoeniya-vysokokachestvennyh-resursov-geliya-sibirskoy-platformy/viewer>

18 Якуцени В.П. Сырьевая база гелия: состояние, перспективы освоения и использования // Минеральные ресурсы России. Экономика и Управление, 2001. - №2. – С. 10 – 22.

19 Гелий не для надувательства [Электронный ресурс] // Публикация на сайте компьютерной компании НИКС. 2018 – Режим доступа: https://www.nix.ru/computer_hardware_news/hardware_news_viewer.html?id=196369

20 Оренбургский гелиевый завод [Электронный ресурс] // ООО «Газпром переработка». 2021 – Режим доступа: <https://pererabotka.gazprom.ru/orenburgskij-gelievyy-zavod/>

21 Якуцени В.П. Традиционные и перспективные области применения гелия [Электронный ресурс] / В.П. Якуцени // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронный научный журнал ВНИГРИ. 2009. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/5_2009.pdf

22 Производители гелия: 7 заводов из России [Электронный ресурс] // Информация на сайте О-заводах.ру. 2019 – Режим доступа: <https://o-zavodah.ru/zavody-proizvoditeli-geliia/>

23 ТУ 0271-135-31323949-2005 Гелий газообразный (сжатый) – Введ. 01.01.2006. – Москва: Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ООО «ВНИИГАЗ»), 2006.

24 ТУ 0271-001-50197738-2014 Гелий жидкий – Введ. 04.04.2014. – ОАО «Газпром газэнергосеть», 2014.

25 ТУ 0271-001-45905715-2016 Гелий газообразный высокой чистоты (сжатый) – Введ. 01.11.2016.

26 Способы получения гелия [Электронный ресурс] // Публикация на сайте Сварка и сварщик welding.com, 2021 – Режим доступа: <https://welding.com/sposoby-poluchenie-geliya>

27 Гелиевые технологии [Электронный ресурс] // Публикация на сайте компании ОАО «НПО ГЕЛИЙМАШ». 2019 – Режим доступа: <http://geliymash.ru/tehnologii/gelievye-tehnologii/>

28 Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учеб. пособие для вузов. – М.: Химия, 1999. – 568 с.

29 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Нмудров А.Г., и др.. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов – 2-е изд., перераб и доп. – 128 М.: Недра, 1988, 368 с.: ил.].

30. Афанасьев А.И., Бекиров Т.М., Барсук С.Д. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: В 2 ч. - М.: ООО “НедраБизнесцентр”, 2002. –Ч.1., 517 с.

31 Тараканов Г.В., Мановян. А.К. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие/ под ред. Г.В. Тараканова; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.

32 Копша Д.П., Гоголева И.В., Изюмченко В.Д. Возможные пути оптимизации процесса тонкой очистки гелиевого концентрата// Научнотехнический сборник вести газовой науки. – 2015. — номер 1 (21). – С. 39-44.

33 Голубева И.А., Родина Е.В., Можейкина В.В. Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2015. № 2. С. 31-44.

34. Акулов Л. А. Установки для разделения газовых смесей. – Л.: Машиностроение, 1983.
35. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. -- М., Химия. -- 1984. 592 с.
36. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов// М., Химия. 1991.
37. Николаев И. Диффузия в мембранах – М 1980 - 232.
38. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов – М – 1991 – 344 с.
39. Тимашев С.Ф. Физикохимия мембранных процессов. – М 1988 – 240 с.
40. Хванг С.Т., Каммермейер К. Мембранные процессы разделения. Пер с англ. – М 1981 – 465с.
41. Мурин В.И., Кисленко Н.Н., и др.. Технология переработки природного газа и конденсата. Часть 1// Справочник: В 2-х ч. – М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2002. - 517 с.: ил.
42. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке.— М.: Химия, 1981 — 352 с.
43. Spillman R.W. Economics of Gas Separation Membranes// Chem Eng Progr – 1989 – V 85, N 5 – P 41-62.
44. Сиротин С.А., Берго Б.Г. Современное состояние мембранной технологии разделения газов// Подготовка и переработка газа и газового конденсата: Обзор. информация ВНИИЭгазпром. Вып. 3. – М.: 1987. – 27 с.
45. Сапрыкин В.Л., Пятничко А.И. Промышленные газоразделительные мембраны // Обз. инф. Сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. – ВНИИЭгазпром. – 1988. –Вып. 1. – 44 с.
46. Беррер Р. Диффузия в твердых телах :пер. с англ. /Р. Беррер; под ред. Б. Д. Тазулахова. Москва : Гос. изд-во иностр. лит., 1948. 504 с.
47. Соловьев С.А., Поляков. А.М. Перспективы применения процессов мембранного газоразделения для подготовки и переработки природного и

попутного газов// Серия. Критические технологии. Мембраны. – 2006. – № 4(32). – С 3 -18.

48 Аппен А.А. Химия стекла / А.А. Аппен – Л.: Химия, 1974. – 352 с.

49 Мулдер М. Введение в мембранную технологию / М. Мулдер – М.: Мир, 1999. – 514 с.

50 Легко В.К. Свойства кварцевого стекла / В.К. Легко, О.В. Мазурин – Л.: Наука, 1985. – 168 с.

51 Tsugawa R.T. et al. // Journal of Applied Physics. 1976. Vol. 47, No 5. P. 1987-1993.

52 Мановян А.К., Тараканов. Г.В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие//Астрахан. Гос. Техн. Ун-т. – Изд. 2-е перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.

53 Милованов С.В., Кисленко Н.Н., Тройников А.Д. Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа// Научный журнал Российского газового общества. 2016. № 2. С. 10-17.

54 URL <http://www.vsp.ru/2014/02/28/pryamyh-analogov-ne-sushhestvuet/>. [Электронный ресурс]

55 Способ извлечения гелия из природного газа: пат. 2478569 Рос. Федерация. № 2011146306/05; заявл. 16.11.2011; опубл. 10.04.2013.

56 Бабушкин Э.В. Разработка и применение облегченных полыми микросферами буровых растворов на месторождениях когалымского региона// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009, № 10, С. 24-29.

57 Самороков В.Э., Зелинская Е.В. Использование микросфер в композиционных материалах // Вестник ИрГТУ– 2012. – Т. 68. – № 9. – С. 201-205.

58 McBride S.P., Shukla A., Bose A. Processing and characterization of a lightweight concrete using cenospheres. Journal of materials science. – 2002. – Vol. 37. – P. 4217-4225.

59 Иноземцев А.С., Королев Е.В. Полые микросферы– эффективный наполнитель для высокопрочных легких бетонов// Промышленное и гражданское строительство. 2013. № 10. С.80-83.

60 Верещагин А.С. Математическое моделирование процессов обогащения газов с использованием ценосфер (на примере смеси газов аргона и гелия). Дисс. на соиск. уч. ст. к.ф.-м.н. – Новосибирск, 2008. – 109 с. 131

61 Панкова М.В. Состав, строение и физико-химические свойства микросферических мембран и композитных сорбентов на основе узких фракций зольных микросфер. Автореф. дисс. на соиск. уч. ст. к.х.н. – Красноярск, 2011. – 21 с.

62 Черных Я.Ю., Верещагин С.Н. Исследование гелиевой проницаемости узкой фракции ценосфер энергетических зол // Журнал Сибирского федерального университета. Химия 2. 2011. Т. 4. С. 135-147.

63 Фоменко Е.В., Аншиц Н.Н., Панкова М.В., Соловьев Л.А., Верещагин С.Н., Аншиц А.Г., Фомин В.М. Гелиевая проницаемость микросферических мембран на основе муллитизированных ценосфер// Доклады Академии наук. 2010. Т. 435. № 5. С. 640-642.

64 Патент РФ № 2443463. МКП В01D 69/00 (2006.01). Микросферическая газопроницаемая мембрана и способ ее получения. Фоменко Е. В., Аншиц Н. Н., Панкова М. В., Михайлова О. А., Аншиц А. Г., Фомин В. М. Заявка №2010153627/05. Заявлено 27.12.2010. Опубликовано.

65 Фомин В.М., Зиновьев В.Н., Казанин И.В., Лебига В.А., Пак А.Ю., Верещагин А.С., Фомина А.Ф., Аншиц А.Г., Булучевский Е.А., Лавренов А.В. Способ разделения многокомпонентной парогазовой смеси // Патент РФ № 2508156. МКП В01D 53/02 (2006.01). Заявка № 2012118350/05. Заявлено 03.05.2012. Опубликовано 27.02.2014. Бюл. № 6.

66 ГОСТ 949-73 «Баллоны стальные малого и среднего объема для газов на $P_p \leq 19,6$ МПа (200 кгс/см^2). Технические условия (с Изменениями N 1-5)». – Введ. 01.01.1975. – Москва: Стандартинформ, 2008. – п. 2.2

67 ГОСТ 9731-79 «Баллоны стальные бесшовные большого объема для газов на $P(p) \leq 24,5$ МПа (250 кгс/кв.см). – Введ. 01.01.1981. в части п.2.2 01.01.1985. – Е.А.Близнюков, М.М.Бернштейн, Я.И.Литвинский, С.Г.Белик, Т.В.Бейлинова, 1985. – 2.2

68 ГОСТ 12247-80 Баллоны стальные бесшовные большого объема для газов на p_p 31,4 и 39,2 МПа (320 и 400 кгс/см²). Технические условия – Введ. 01.01.1982. – Министерством металлургии СССР, 1982. – п. 2.2.1

69 СТП 0156500-27-2005 Методика выполнения измерений объемной доли примесей неона, водорода, кислорода + аргона, азота, метана, оксида углерода и диоксида углерода в гелии марок «А» и «Б». – ООО «Оренбурггазпром», Гелиевый завод, г. Оренбург, 2000. – п. 2.1.2, 5.3

70 5К1.550.130 ТУ «Гигрометр кулонометрический Байкал-5Ц» – 5.4

71 Чаяндинское месторождение [Электронный ресурс] // Статья на сайте ПАО «Газпром нефть». 2021 – Режим доступа: https://www.gazprom-neft.ru/tags/chayandinskoye_mestorozhdeniye/

72 Чаянда [Электронный ресурс] // Статья на сайте Нефтянка. 2017 – Режим доступа: <http://neftianka.ru/chayanda/>

73 Как идет работа по освоению Ковыктинского и Чаяндинского месторождений? [Электронный ресурс] // Публикация на сайте «Иркутск Сегодня». 2021 – Режим доступа: <https://irk.today/2019/05/30/kak-idet-rabota-po-osvoeniju-kovyktinskogo-i-chajandinskogo-mestorozhdenij/>

74 Чаяндинский проект [Электронный ресурс] // Публикация на сайте ООО «Газпром добыча Ноябрьск». 2019 – Режим доступа: <https://noyabrsk-dobycha.gazprom.ru/about/chayanda/>

75 Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) - Что такое Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ)? [Электронный ресурс] // Публикация на сайте Neftegaz.ru. 2012 – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141593-chayandinskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-ngkm/?clear_cache=Y

76 Многолетняя мерзлота (Криолитозона) [Электронный ресурс] // Публикация на сайте VIPERSON (ВИПЕРСОН). 2002 – Режим доступа: <http://viperson.ru/articles/mnogoletnyaya-merzlota-kriolitozona>

77 Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение - Газоконденсатные месторождения [Электронный ресурс] // Публикация в электронном журнале «Вокруг газа». 2010 – Режим доступа: <http://www.trubagaz.ru/gkm/chajandinskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie/>

78 Крючков В.Е. Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндинского месторождения [Электронный ресурс] / В.Е. Крючков, А.Г. Медведев, И.Б. Извеков // Публикация на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2012. – Режим доступа: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/202-207-geologiya-2012-blok-v26-hq.pdf>

79 Антонова Т.Ф. Флюидоносные комплексы в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Т.Ф. Антонова, Л.И. Килина, Н.В. Мельников // Труды СНИИГГиМСа. – 1977. – Вып. 254. – С. 75- 79.

80 Нигаматов Ш.А. Прогноз зон засоления песчаников ботубиноского горизонта на примере Чаяндинского месторождения (Восточная Сибирь) [Электронный ресурс] / Ш.А. Нигаматов, Л.Р. Исмагилова, А.Н. Бощенко // Публикация на сайте «Газпромнефть НТЦ». 2019. –Режим доступа: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/3197/52556/>

81 Рыжов А.Е. Особенности строения пустотного пространства пород-коллекторов ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 49–55.

82 Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаяндинского НГКМ на их фильтрационные характеристики / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Т.А. Перунова, Д.М. Орлов // Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR 2010), Москва, 28–29 октября 2010 г. – С. 62.

83 Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллекторов на примере ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения // Публикация в журнале «Территория «Нефтегаз». – 2014. – №3. – С. 28.

84 Севостьянова Р.Ф. Хамакинский горизонт Чаяндинского месторождения в свете новых геологических и поисково-разведочных данных // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №1. – С. 5.

85 Давыдов А.В. Чаяндинское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири / А.В. Давыдов, А.В. Погребский, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.П. Правдухин, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16. – №2. – С.113–128

86 Зинченко И.П. Исследование физикохимических свойств и компонентного состава нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / И.П. Зинченко, Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 16–25.

87 Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Тез. докл. II Международной конференции «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (НСFD-2012), 15–16 мая 2012. – М.: 2012. – С. 101.

88 Парфёнова Н.М. Флюиды Чаяндинского НГКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Oil&Gas J. Russia. – 2012. – № 8. – С. 64–71.

89 Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром, ВНИИГАЗ, 2012. – С. 20–35.

90 Парфёнова Н.М. Физико-химические характеристики газоконденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев и др. // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – Т. 270. – № 1. – С. 36–44.

91 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), ОАО "Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти" (ОАО "ВНИИНП"), 2006. – п. 4.2

92 Парфёнова Н.М. Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова, Д.Р. Крайн, И.М. Шафиев, В.А. Логинов, И.В. Заночуева, А.А. Томиленко // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром, ВНИИГАЗ, 2017. – С. 139–149.

93 Зорькина Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / Под ред. Л. М. Зорькина – М.: Недра, 1989. – 382 с.

94 На Ковыктинском месторождении начался этап эксплуатационного бурения [Электронный ресурс] // Статья на сайте Комсомольской правды. 2019 – Режим доступа: <https://www.tomsk.kp.ru/daily/27022/4085130/>

95 Опытнo–промышленная эксплуатация месторождений [Электронный ресурс] // Статья на сайте «Neftegaz.ru». 2013 – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/geologorazvedka-i-geologorazvedochnoe-oborudovanie/141928-opytno-promyshlennaya-ekspluatatsiya-mestorozhdeniy/>

96 Калачева Л.П., Рожин И.И., Сивцев А.И. Изучение возможности гидратообразования и солеотложения в призабойной зоне скважин Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т.13.- №4.– Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2018/42_2018.html

97 Шамин Д. В. Количественная оценка рисков объектов добычи Чаяндинского месторождения, на этапе обоснования инвестиций [Электронный ресурс] / Д. В. Шамин // Публикация на сайте «Деловой мир», 2014. – Режим

доступа: <https://delovoymir.biz/kolichestvennaya-ocenka-riskov-obektov-dobyichayandinskogo-mestorozhdeniya-na-etape-obosnovaniya-investitsiy.html>

98 Новый добывающий кластер. Газпром нефть начала разработку нефтяных залежей Чаяндинского месторождения [Электронный ресурс] // Новостная статья на сайте Neftegaz.ru – 2019. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/511392-gazprom-neft-nachala-razrabotku-neftyanykh-zalezhey-chayandinskogo-ngkm/>

99 СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Введ. 25.10.2010 – Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») – М: ОАО «Газпром», 2010. – С. 1-14.

100 ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – Введ. 01.07.2012 – Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ" (ООО "Газпром ВНИИГАЗ"), 2012. – п. 4.2

101 Ларионов А. В. Перспективы эффективного использования и сохранения ресурсов гелия в Восточной Сибири [Электронный ресурс] / А. В. Ларионов, Н. В. Павлов // Научная статья по специальности «Энергетика и рациональное природопользование» – 2017. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-effektivnogo-ispolzovaniya-i-sohraneniya-resursov-geliya-v-vostochnoy-sibiri>

102 Каграманов Г. Г. Влияние технологических параметров на работу мембранных газоразделительных систем извлечения гелия из природного газа [Электронный ресурс] / Г. Г. Каграманов, В. Н. Гуркин // Публикация в журнале Химическая техника – №11 – 2018. – Режим доступа: <https://chemtech.ru/vlijanie-tehnologicheskikh-parametrov-na-rabotu-membrannyh-gazorazdelitelnyh-sistem-izvlechenija-gelija-iz-prirodnogo-gaza/>

- 103 Дытнерский Ю. И. Мембранное разделение газов / Ю. И. Дытнерский, В. П. Брыков, Г. Г. Каграманов – М., Химия, 1991. – С. 344
- 104 Николаев Н.И. Диффузия в мембранах. М.: Химия, 1980. 232 с.
- 105 Li N.N., Long R.V. Permeation through plastic films //AIChE Journal. 1969. Т. 15. ¹1. С. 73–80.
- 106 Тверской В.А. Мембранные процессы разделения. Полимерные мембраны / В.А. Тверской // Учебное пособие. – М., МИТХТ им. М.В.Ломоносова, 2008. – С. 11–14
- 107 Хараева Г. И. Баромембранные процессы / Г. И. Хараева, Г. Г. Каграманов // Учебное пособие – Улан-Удэ: Изд.-во ВСГТУ, 2005. – С. 126
- 108 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.03.2017. – Москва : Межгосударственный технический комитет по стандартизации МТК 251 "Безопасность труда", 2017. – 23 с.
- 109 ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) – Введ. 01.11.2015. – Москва : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2015. – 50 с.
- 110 ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. – Введ. 01.07.1981. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 7 с.
- 111 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. – Введ. 31.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 17 с.
- 112 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования – Введ. 01.07.2008. – Москва : Госстандартом России, 2008. – 32 с.
113. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и

общественных зданий – Введ. 15.06.2003. – Москва : Главный государственный санитарный врач Российской Федерации, 2003. – 27 с.

114. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 – Введ. 20.05.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство", 2011. – 80 с.

115 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) – Введ. 01.01.1989. – Москва : Министерство здравоохранения СССР, Всесоюзным Центральным Советом Профессиональных Союзов, 1989. – 107 с.

116 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – Введ. 01.10.1996. – Москва : Постановлением Госкомсанэпиднадзора России, 1996. – 86 с.

117 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование – Введ. 01.01.2004. – Москва : Управлением технического нормирования, стандартизации и сертификации в строительстве и ЖКХ Госстроя России, 2004. – 93 с.

118 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – Введ. 15.06.2003. – Москва : Министерство юстиции Российской Федерации, 2003. – 115 с.

119 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 11.05.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство", 2011. – 80 с.

120 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009 – Введ. 01.09.2009. – Москва : Главный государственный санитарный врач Российской Федерации, 2009. – 86 с.

121 ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности – Введ.

01.01.1992. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1992. – 18 с.

122 ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1982. – 7 с.

123 ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 01.01.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 251 "Безопасность труда", 2011. – 41 с.

124 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1982. – 13 с.

125 ГОСТ Р 54404-2011 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия – Введ. 01.06.2012. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 414 "Газовые турбины", 2012. – 25 с.

126 ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей – Введ. 01.07.2000. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 70 "Станки", 2000. – 29 с.

127 ГОСТ Р 51333-99 Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования. Термины, технологические решения и технические условия – Введ. 01.07.2000. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 70 "Станки", 2000. – 101 с.

128 ГОСТ Р 51344 Безопасность машин. Принципы оценки и определения риска – Введ. 01.07.2000. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 70 "Станки", 2000. – 26 с.

129 ГОСТ Р ЕН 614-1-2003 Безопасность оборудования. Эргономические принципы конструирования. Часть 1. Термины, определения и общие принципы – Введ. 01.01.2005. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 10 "Основополагающие общетехнические стандарты. Оценка эффективности и управление рисками", 2005. – 18 с.

130 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности – Введ. 01.08.2003. – Москва : Нормативно-техническим отделом Главного управления Государственной противопожарной службы, 2003. – 37 с.

131 Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" от 25.04.2012 N 390 [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/

132 СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственного комитета СССР по делам строительства, 1987. – 19 с.

133 НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» – Введ. 18.06.2003. – Москва : Министерство чрезвычайных ситуаций , 2003. – 57 с.

134 СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственный комитет СССР по делам строительства, 1987. – 19 с.

135 ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 7 с.

136 ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – Введ. 01.01.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 251 "Безопасность труда", 2011. – 41 с.

137 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 13 с.

138 Приказ Минтруда России "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска от 05.12.2014 N 625н [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/

139 ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования – Введ. 01.12.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации средств индивидуальной защиты ТК 320 "СИЗ", 2011. – 51 с.

140 СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" – Введ. 01.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 43 с.

141 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование – Введ. 01.01.2004. – Москва : Управлением технического нормирования, стандартизации и сертификации в строительстве и ЖКХ Госстроя России, 2004. – 93 с.

142 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – Введ. 10.04.2003. – Москва : Главный государственный санитарный врач РФ, 2003. – 105 с.

143 ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности – Введ. 01.01.1992. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1992. – 18 с.

144 СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий. – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственный комитет СССР по делам строительства, 1987. – 148 с.

145 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – Введ. 15.03.2010. – Москва : Главный государственный санитарный врач Российской Федерации, 2010. – 29 с.

146 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство", 2011. – 80 с.

147 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация – Введ. 01.07.1981. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 71 с.

148 Приказ Минтруда России "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением" от 09.12.2014 N 997н [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/

149 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) – Введ. 01.01.1989. – Москва : Министерство здравоохранения СССР, Всесоюзным Центральным Советом Профессиональных Союзов, 1989. – 107 с.

150 ГОСТ 121.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) – Введ. 01.01.1989. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1989. – 8 с.

151 НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования подлежащих защите автоматическими установками

пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» – Введ. 18.06.2003. – Москва : Министерство чрезвычайных ситуаций , 2003. – 57 с.

152 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования – Введ. 01.01.1978. – Москва : Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1978. – 12 с.

153 ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7 – Введ. 01.10.2000. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 274 "Пожарная безопасность", 2000. – 205 с.

154 Постановлением Правительства РФ "О противопожарном режиме" от 25.04.2012 N 390 [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/

155 СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственный комитет СССР по делам строительства, 1987. – 19 с.

156 ТКП 45-2.02-22-2006 Здания и сооружения. Эвакуационные пути и выходы правила проектирования – Введ. 03.03.2006. – Минск : Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2006. – 19 с.

157 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. – Введ. 01.01.1996. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 71 “Гражданская оборона, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций”, 1996. – 10 с.

158 ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. – Введ. 01.01.1997. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 71 “Гражданская оборона, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций”, 1997. – 10 с.

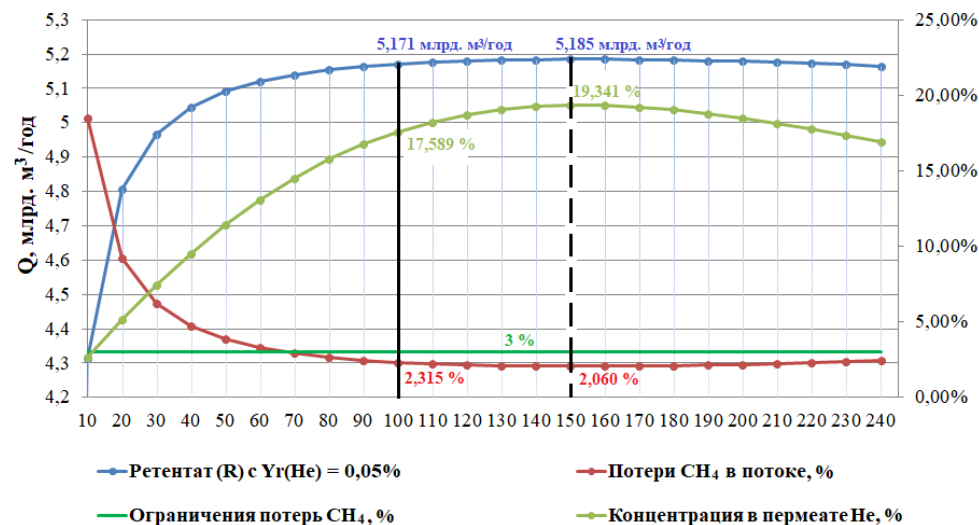
ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчета одноступенчатой мембранной схемы разделения бинарной смеси гелий-метан с использованием мембраны из XXXXXXXXXX® исходного исполнения

Matrimid® 5218 (исходный)								
Давление (P1), атм	Проницаемость A(He), л/м ² ·ч·атм	Проницаемость A(CH ₄), л/м ² ·ч·атм	Селективность α(He/CH ₄)	Концентрация гелия в пермеате (Yp2)	Поток пермеата (Qp), млрд. м ³ /год	Поток ретентата (Qr), млрд. м ³ /год	Потери метана в пермеате	Требуемая поверхность мембраны (S), м ²
10	238,6108	1,294	184,370	2,641%	1,006	4,314	18,511%	14,961
20	238,6229	1,369	174,246	5,121%	0,514	4,806	9,217%	70,200
30	238,6349	1,449	164,678	7,419%	0,354	4,966	6,190%	170,980
40	238,647	1,533	155,635	9,517%	0,275	5,045	4,709%	321,694
50	238,659	1,623	147,089	11,402%	0,230	5,090	3,845%	525,498
60	238,6711	1,717	139,012	13,068%	0,200	5,120	3,290%	784,125
70	238,6831	1,817	131,379	14,512%	0,180	5,140	2,912%	1097,838
80	238,6952	1,922	124,165	15,741%	0,166	5,154	2,646%	1465,544
90	238,7072	2,034	117,347	16,762%	0,156	5,164	2,454%	1885,001
100	238,7193	2,153	110,903	17,589%	0,149	5,171	2,315%	2353,102
110	238,7313	2,278	104,813	18,235%	0,143	5,177	2,215%	2866,163
120	238,7434	2,410	99,058	18,717%	0,140	5,180	2,145%	3420,190
130	238,7554	2,550	93,619	19,051%	0,137	5,183	2,099%	4011,092
140	238,7675	2,699	88,478	19,254%	0,136	5,184	2,071%	4634,851
150	238,7795	2,856	83,619	19,341%	0,135	5,185	2,060%	5287,627
160	238,7916	3,022	79,028	19,326%	0,135	5,185	2,062%	5965,833
170	238,8036	3,197	74,688	19,222%	0,136	5,184	2,076%	6666,166
180	238,8157	3,383	70,587	19,042%	0,137	5,183	2,100%	7385,619
190	238,8277	3,580	66,711	18,797%	0,139	5,181	2,134%	8121,478
200	238,8398	3,788	63,048	18,495%	0,141	5,179	2,177%	8871,307
210	238,8518	4,009	59,586	18,147%	0,144	5,176	2,228%	9632,931
220	238,8639	4,242	56,314	17,760%	0,147	5,173	2,288%	10404,413
230	238,876	4,488	53,222	17,341%	0,151	5,169	2,355%	11184,032
240	238,888	4,749	50,299	16,895%	0,155	5,165	2,430%	11970,263

- Потери метана уменьшаются в потоке пермеата, а концентрация гелия в нем возрастает.
- Процесс газоразделения при технологических условиях нефтегазоконденсатного месторождения.
- Процесс газоразделения при оптимальных условиях.
- Потери метана увеличиваются в потоке пермеата, а концентрация гелия в нем уменьшается.



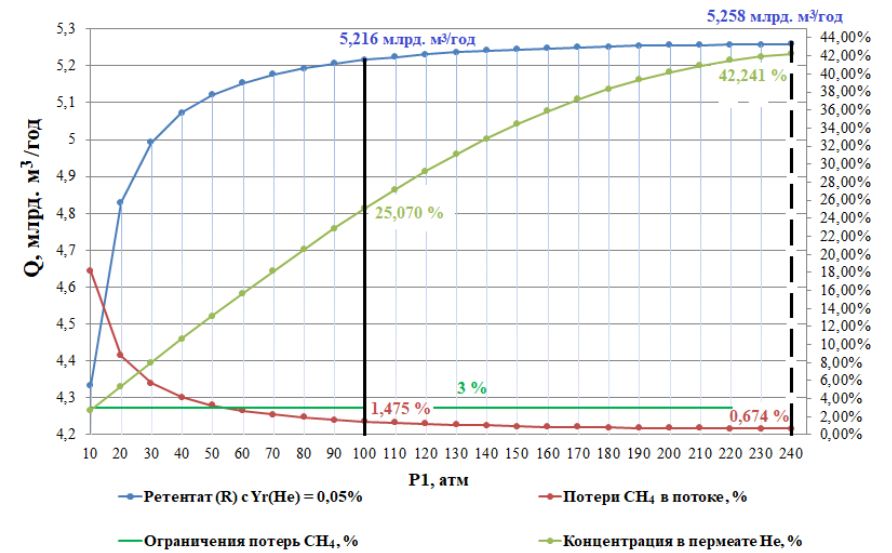
При технологических условиях, принятых на нефтегазоконденсатном месторождении, применение мембран из Matrimid 5218 (исходного) в полволоконных модулях позволяет справиться с поставленными задачами, которые заключались в том, чтобы концентрация гелия в потоке ретентата составляла не более 0,05 %, а потери метана в пермеате были меньше 3 %. Однако заданные технологические условия не являются оптимальными.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета одноступенчатой мембранной схемы разделения бинарной смеси гелий-метан с использованием мембраны из ██████████ полученной газовой фторированием

Matrimid® 5218 (фторированный)								
Давление (P), атм	Проницаемость A(He), л/м²·ч·атм	Проницаемость A(CH₄), л/м²·ч·атм	Селективность α(He/CH₄)	Концентрация гелия в пермеате (Yp), %	Поток пермеата (Qp), млрд. м³/год	Поток ретентата (Qt), млрд. м³/год	Потери метана в пермеате, %	Требуемая поверхность мембраны (S), м²
10	207,909	0,147	1411,406	2,692%	0,987	4,333	18,144%	2,287
20	207,920	0,156	1333,904	5,362%	0,491	4,829	8,778%	11,045
30	207,930	0,165	1260,657	8,003%	0,328	4,992	5,699%	27,825
40	207,941	0,175	1191,433	10,611%	0,247	5,073	4,170%	54,431
50	207,951	0,185	1126,010	13,177%	0,199	5,121	3,259%	92,918
60	207,962	0,195	1064,180	15,693%	0,167	5,153	2,655%	145,606
70	207,972	0,207	1005,744	18,151%	0,144	5,176	2,228%	215,077
80	207,983	0,219	950,518	20,540%	0,127	5,193	1,911%	304,155
90	207,993	0,232	898,324	22,850%	0,114	5,206	1,667%	415,870
100	208,004	0,245	848,996	25,070%	0,104	5,216	1,475%	553,403
110	208,014	0,259	802,376	27,188%	0,096	5,224	1,322%	719,998
120	208,025	0,274	758,317	29,194%	0,089	5,231	1,197%	918,857
130	208,035	0,290	716,677	31,076%	0,084	5,236	1,094%	1153,020
140	208,046	0,307	677,323	32,826%	0,080	5,240	1,010%	1425,226
150	208,056	0,325	640,131	34,434%	0,076	5,244	0,939%	1737,787
160	208,067	0,344	604,980	35,895%	0,073	5,247	0,881%	2092,477
170	208,077	0,364	571,760	37,205%	0,070	5,250	0,833%	2490,454
180	208,088	0,385	540,364	38,361%	0,068	5,252	0,793%	2932,224
190	208,098	0,407	510,692	39,365%	0,066	5,254	0,760%	3417,644
200	208,109	0,431	482,649	40,219%	0,065	5,255	0,733%	3945,980
210	208,119	0,456	456,146	40,928%	0,064	5,256	0,712%	4515,979
220	208,130	0,483	431,099	41,496%	0,063	5,257	0,695%	5125,973
230	208,140	0,511	407,427	41,931%	0,062	5,258	0,683%	5773,986
240	208,151	0,541	385,054	42,241%	0,062	5,258	0,674%	6457,836

- ██████████ - Потери метана уменьшаются в потоке пермеата, а концентрация гелия в нем возрастает.
- ██████████ - Процесс газоразделения при технологических условиях нефтегазоконденсатного месторождения.
- ██████████ - Процесс газоразделения при оптимальных условиях.




При технологических условиях, принятых на нефтегазоконденсатном месторождении, применение мембран из Matrimid 5218 (фтор.) в полволоконных модулях позволяет справиться с поставленными задачами, которые заключались в том, чтобы концентрация гелия в потоке ретентата составляла не более 0,05 %, а потери метана в пермеате были меньше 3 %. Однако заданные технологические условия не являются оптимальными.

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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н. Г. Квеско
«23» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Выбор оптимальной технологии утилизации гелия при добыче и
подготовке продукции скважин нефтегазоконденсатного
месторождения

Научный руководитель  доцент, канд. хим. наук Н. В. Чухарева

подпись, дата

Выпускник



подпись, дата

Д. Д. Черных

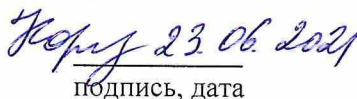
Консультант:
Безопасность и экологичность



подпись, дата

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2021