

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турсыова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Айтмукушева Айзада Сериковна
Еділ Асылбек Оралұлы
Сатбек Дияр Айдарұлы
Калыкберген Данияр Максутұлы
Садықбеков Адилжан Нуржанұлы

«Транспортировка метана Карагандинского угольного бассейна»

Дипломная работа

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турсыова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ

магистр

М.К.Сыздыков

« 13/05 » 2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

На тему: «Транспортировка метана Карагандинского угольного бассейна»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили: Айтмукушева А., Еділ А., Сатбек Д., Калыкберген Д.,
Садыкбеков А.

Научный руководитель

Логвиненко А.В.

« 18 » мая 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
им. К.И. Сатпаева

Институт Геологии и Нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра Нефтяной Инженерии

Специальность 5В070800 - Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.

"17" 01 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся: Айтмукушевой Айзаде Сериковне, Едил Асылбеку Оралұлы,
Сатбек Дияру Айдарұлы, Калыкберген Данияру Максутұлы, Садыкбекову
Адилжану Нуржанұлы

Тема: «Транспортировка метана Карагандинского угольного бассейна»

Утверждена приказом Ректора Университета № 1167-8 от
"17" окт 2018 г.

Срок сдачи законченной работы

"18" мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: данные компании ТОО«SUAMGas»

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) анализ международного опыта по разведке и добыче угольного метана;
- б) разработка технологического решения для транспортировки метана карагандинских угольных пластов;
- в) проектные решения для газопровода, гидравлический расчет газопровода;
- г) разработка финансово-экономической модели проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

представлены 20 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 28 наименований

ГРАФИК подготовки дипломного работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	28.02.19 – 07.03.19	Нет
Технологическая часть	08.03.19 – 31.03.19	Нет
Специальная часть	01.04.19 – 15.04.19	Нет
Экономическая часть	16.04.19 – 23.04.19	Нет
Охрана труда и техника безопасности	24.04.19 – 30.04.19	Нет

ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект
с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Логвиненко А. В.	28.02.19 – 07.03.19	
Технологическая часть	Логвиненко А. В.	08.03.19 – 31.03.19	
Специальная часть	Логвиненко А. В.	01.04.19 – 15.04.19	
Экономическая часть	Логвиненко А. В.	16.04.19 – 23.04.19	
Охрана труда и техника безопасности	Логвиненко А. В.	24.04.19 – 30.04.19	

Научный руководитель:

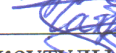
Логвиненко А.В.

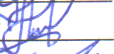


Задание приняли к исполнению
обучающиеся:

Айтмукушева Айзада Сериковна 

Едил Асылбек Оралұлы 

Сатбек Дияр Айдарұлы 

Калыкберген Данияр Максутұлы 

Садыкбеков Адилжан Нуржанұлы 

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа выполнялась в рамках Концепции развития «зеленой» экономики Казахстана и включает в себя поиск возможностей расширения топливно-энергетического баланса страны, в том числе и более широкое вовлечение природного газа, как экологичного энергоносителя, и направлена на возможность максимального его применения во всех областях социально-экономических кластеров республики.

Одной из возможностей расширения топливно-энергетического баланса является добыча и транспортировка угольного метана Карагандинского угольного бассейна.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс Қазақстанның «жасыл» экономикасының даму тұжырымдамасы аясында жүзеге асырылды және еліміздің отын-энергетикалық теңгерімін кеңейту мүмкіндігін іздестіруді қамтиды, оның ішінде табиғи газды қоршаған ортаға зиян келтіретін энергия тасымалдаушысы ретінде кеңінен тарту және оның барлық бағыттардағы барынша пайдалануына бағытталған республиканың әлеуметтік-экономикалық кластерлері.

Жанармай мен энергетикалық балансты кеңейту мүмкіндіктерінің бірі Қарағанды көмір бассейнінен көмір метанды өндіру және тасымалдау болып табылады.

ABSTRACT

This graduation thesis was carried out within the framework of the Concept of development of the "green" economy of Kazakhstan. This work includes a search for opportunities to expand the country's fuel and energy balance, including wider involvement of natural gas as an environmentally friendly energy carrier, and is aimed at its maximum use in all areas socio-economic clusters of the republic.

One of the possibilities for expanding the fuel and energy balance is the extraction and transportation of coalbed methane from the Karaganda coal basin.

Оглавление

Введение	
1 Предпосылки создания отрасли по разведки и добыче угольного метана	11
1.1 Анализ международного опыта по разведке и добыче угольного метана	13
1.2 Актуальность разведки и добычи угольного метана в Казахстане	15
2 Геология Карагандинского угольного бассейна	17
3 Технологическое решение	20
3.1 Комплексная подготовка газа	20
3.2 Компримирование газа	23
4 Проектирование газопровода. Гидравлический расчет	26
5 Моделирование газопровода	33
6 Система управления проектируемого газопровода	37
6.1 Мониторинг параметров газопровода	37
6.2 Регулировка давления в газопроводе	37
6.3 Обнаружение утечек в газопроводе	38
6.4 Техническое обслуживание и ремонт	38
6.5 Внутренняя инспекция (дефектоскопия) газопровода	38
7. Экология	40
7.1. Учет экологического риска	40
7.2. Экологический эффект от утилизации газа-метана	41
8. Разработка финансово-экономической модели проекта	42
9. Риски реализации проекта и пути решения	47
Заключение	
Список использованной литературы	

ВВЕДЕНИЕ

Реализация проекта выполняется в соответствии с переходом Республики Казахстан к «зеленой экономике» и развитию нового энергетического сектора по разведке и добыче угольного метана в Карагандинской области.

Добыча метана Карагандинского угольного бассейна является одной из возможностей расширения топливно-энергетического баланса Республики Казахстан.

Прогнозируемые ресурсы метана Карагандинского угольного бассейна до глубины 1500 метров составляют 490 млрд. м³ [5], что сравнимо с крупнейшими газовыми месторождениями в мире.

Метан угольных пластов является экономически эффективным и целесообразным альтернативным видом энергии. Этот вид энергии обоснован не только с экономической точки зрения, но в первую очередь обеспечивает безопасность жизнедеятельности и экологическую стабилизацию.

Метан является наиболее чистым источником энергии, не содержит вредных примесей, таких как азотные и сернистые соединения. Только при переработке и сжигании угля в атмосферу выбрасывается более 260 млн. тонн различных вредных веществ [11]. Дегазация угольных месторождений значительно снизит количество аварий на шахтах и выбросы вредных веществ в атмосферу.

В настоящее время, промышленная и коммерческая добыча угольного метана ведется в ограниченном количестве, дегазация является лишь подготовкой угольных пластов.

Добыча угольного метана является экономически целесообразной для решения задач местного газоснабжения, строительства электростанций для обеспечения электроэнергией, перевода автотранспорта/спецтехники с дизельного на газомоторное топливо.

Актуальность работы:

Разведка и добыча угольного метана относится к нетрадиционным способам добычи газа и является приоритетным.

Для максимально-возможного и эффективного применения природного газа правительством Республики Казахстан в концепции развития газового сектора до 2030 года, угольный метан рассматривается как альтернативный и перспективный вид «голубого топлива».

Удельный объем природного газа в энергобалансе мира к 2030 г. может составить около 30% [4]. В связи с этим в последнее время интерес к нетрадиционным источникам энергии постоянно увеличивается. Сохранение тенденции к сокращению добычи более доступного газа приведет к трансформации.

На сегодняшний день, доступ к товарному газу имеют жители 10 регионов РК [4], при этом в ряд газифицированных областей товарный газ поставляется только в областные центры и сравнительно крупные города.

Также, в концепции развития газового сектора основополагающим приоритетным направлением является обеспечение населения природным газом за счет газификации областей республики, в частности к 2020 году одними из приоритетных областей, требующих газификации, являются Карагандинская и Акмолинская области.

Цель работы:

Целью работы является проектирование газопровода, транспортирующего метан от шахт Карагандинского угольного бассейна до установки подготовки газа (УПГ) для удовлетворения нужд АО «АрселорМиттал Темиртау» с проведением технико-экономического расчета. А также внедрение инновационного метода диагностирования газопровода в ходе его эксплуатации.

Результаты работ будут применяться для дальнейшей реализации проекта, в рамках сотрудничества между НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.Сатпаева» (далее – Satbayev University) и АО «АрселорМиттал Темиртау» (далее – АМТ) в организационно-правовой форме Товарищества с ограниченной ответственностью «SUAM Gas».

Примечание: источник [ranking.kz]

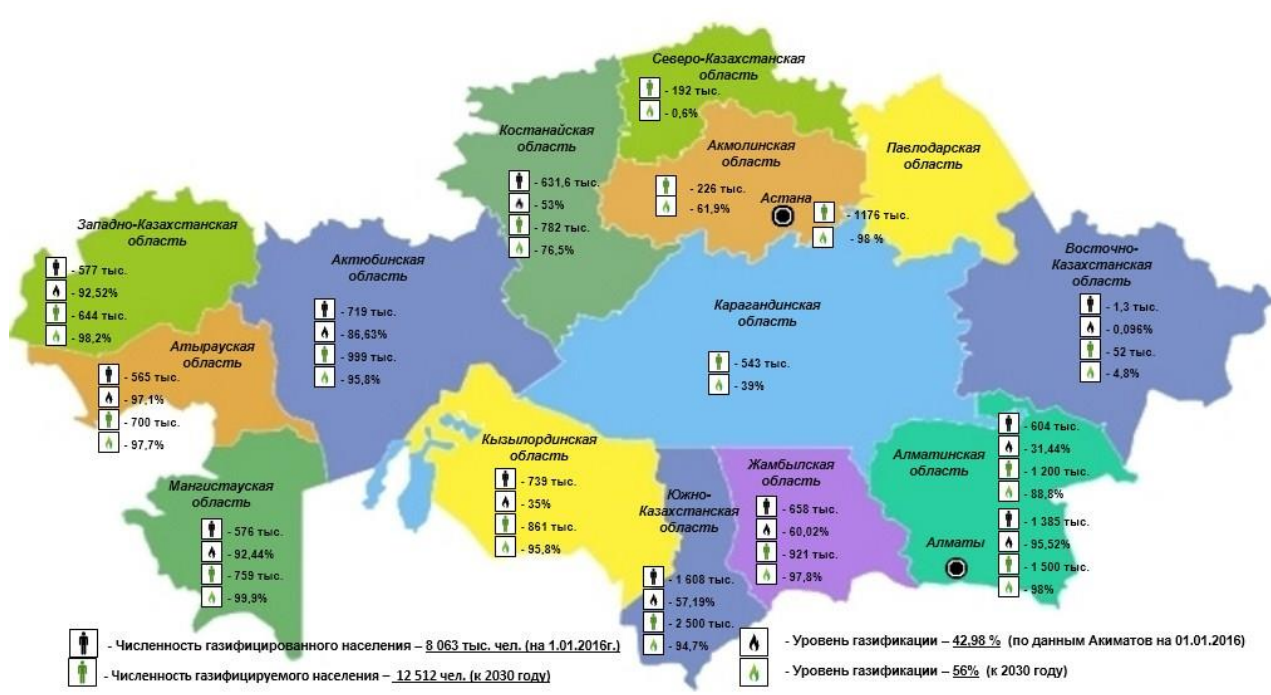


Рисунок 1 – Охват газификации Республики Казахстан по состоянию на 1 января 2016 года [19]

Задачи работы:

- сбор исходных данных;
- изучение проблем промышленной безопасности;
- расчет гидравлических параметров газопровода;
- создание технологической схемы газопровода;
- моделирование газопровода в компьютерной программе UniSim;
- подбор технологического оборудования;
- обзор пилотного-проекта по диагностике газопровода методом бесконтактной магнитометрической диагностики;
- расчет экономического обоснования проекта.

Практическая ценность:

Проект проводится в рамках совместного отраслевого предприятия по разведке и добыче угольного метана между Satbayev University и АМТ. Прделанные расчеты могут быть применены при дальнейшем проектировании магистрального газопровода на контрактных территориях АМТ

1 Предпосылки создания отрасли по разведки и добыче угольного метана

Угольный метан (CH_4) – это углеводород, основной компонент природного газа. Угольный метан содержится в пластах угля. Формируется в результате биохимических и физических процессов в ходе преобразования растительного материала в уголь. Является причиной взрывов в угольных шахтах, в определенных условиях приводящим к катастрофам.

В недрах осваиваемых и перспективных угольных бассейнов сосредоточена значительная часть мировых ресурсов углей, а также их спутника - метана, масштабы ресурсов которого соизмеримы с ресурсами газа традиционных месторождений мира. В связи с этим такие бассейны следует рассматривать как метаноугольные, подлежащие комплексному поэтапному освоению, с опережающей широкомасштабной добычей метана.

В недрах осваиваемых и перспективных угольных бассейнов сосредоточена значительная часть мировых ресурсов углей, а также их спутника - метана, масштабы ресурсов которого соизмеримы с ресурсами газа традиционных месторождений мира. В связи с этим такие бассейны следует рассматривать как метаноугольные, подлежащие комплексному поэтапному освоению, с опережающей широкомасштабной добычей метана.

Научно-обоснованная оценка роли угленосных формаций как крупнейших источников и мест накопления метана в земной коре открывает новые большие перспективы в увеличении ресурсов углеводородных газов. Метан, который является наиболее опасным спутником угля, становится ценным полезным

ископаемым, подлежащим самостоятельной промышленной добыче или попутному извлечению в шахтах при комплексной поэтапной эксплуатации газоносных угольных месторождений.

Таблица 1 – Мировые запасы угольного метана [10]

Страна	Объем трлн. куб. м
Канада	17-92
Россия	17-80
Китай	30-35
Австралия	8-14
США	4-11
Украина	2-12
Индия	0,85-4
Германия	3
Польша	3
Великобритания	2,45
Казахстан	1,1-1,7

В недрах осваиваемых и перспективных угольных бассейнов сосредоточена значительная часть мировых ресурсов углей, а также их спутника - метана, масштабы ресурсов которого соизмеримы с ресурсами газа традиционных месторождений мира. В связи с этим такие бассейны следует рассматривать как метанугольные, подлежащие комплексному поэтапному освоению, с опережающей широкомасштабной добычей метана.

Научно-обоснованная оценка роли угленосных формаций как крупнейших источников и мест накопления метана в земной коре открывает новые большие перспективы в увеличении ресурсов углеводородных газов. Метан, который является наиболее опасным спутником угля, становится ценным полезным ископаемым, подлежащим самостоятельной промышленной добыче или попутному извлечению в шахтах при комплексной поэтапной эксплуатации газоносных угольных месторождений.

Существуют два принципиально разных способа добычи угольного метана: **Шахтный (Coal Mine Methane)** - полученный в результате подземной дегазации угольных шахт и **Скважинный (Coal Bed Methane)** - полученный путем бурения скважин и применении технологии по интенсификации угольных пластов [10]. В мировых масштабах угольный метан уже несколько десятков лет применяется в качестве альтернативного источника энергии, превращаясь из проблемы, связанной с безопасностью труда горняков, в ценный, высококачественный и экологический ценный энергоноситель.

В разрезе дипломной работы будет рассматриваться шахтный метан (СММ).

1.1 Анализ международного опыта по разведке и добыче угольного метана

Промышленная добыча угольного метана впервые была осуществлена в США в 1980-х годах.

В настоящее время, США является мировым лидером в области разведки и добыче «нетрадиционных» углеводородов в том числе и угольного метана.

Развитием отрасли послужило введение «строгих» регламентов по обеспечению промышленной и экологической безопасности проведения горных работ по добыче угля, а также эффективному внедрению новых технологий в процесс дегазации угольных пластов. Также в целях привлечения инвестиций в разведку и добычу угольного метана была утверждена система налоговых преференций.

Следом за США, успешно начали развивать свою отрасль по добыче угольного метана такие страны как Канада, Великобритания, Китай и Индия.

В рамках проведения исследования международного опыта по добычи угольного метана, нами были осуществлены анализ месторождений Китая и Индии по разведке, добыче угольного метана.

Китайская Народная Республика. В целях развития научно-исследовательских работ в области разведки и добычи угольного метана правительством Китая организован «Объединенный Китайский национальный инженерно-исследовательский центр по метану угольных пластов» (China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd) акционерами которого стали государственные нефтегазовые корпорации: Petro China, Sinorec и Китайский геологический университет [20].

В целях обеспечения оптимизации себестоимости добычи и реализации угольного метана, принято законодательное закрепление налоговых преференций для компании инвестирующих в разведку и добычу угольного метана.



Рисунок 2 – Инфраструктура добычи угольного метана на участке Вейбей (г. Ханчэн, провинция Шанси) [20]

Также для развития отрасли по разведке и добыче угольного метана создан национальный оператор – **Petro China Coalbed Methane Company Limited** (далее - PetroChina CBM), который является дочерней организацией крупнейшей транснациональной нефтегазовой корпорации Китая - Petro China.

Сфера деятельности PetroChina CBM включает в себя:

- Разведка и добыча угольного метана на территории Китая;
- Международное сотрудничество и инвестиции;
- Проектирование и обустройство месторождений.

Производственные показатели по добыче угольного метана PetroChina CBM [20]:

- Дата основания: 2008 год;
- Площадь контрактной территории: 490 тыс.кв.км (26 участков);
- Площадь эксплуатируемых участков: 21 тыс.кв.км (2 участка);
- Предполагаемые ресурсы угольного метана: 3 трлн. куб.м;
- Доказанные запасы: 386 млрд. куб.м;
- Объем добычи угольного метана: 1,4 млрд. куб.м/год;
- Метанодность угля: от 10 до 30 куб.м/тонн;
- Количество сотрудников: 1 151 человек.

Индия [20]

Реализацию проектов по разведке и добыче угольного метана осуществляет дочерняя организация Essar Group - Essar Oil & Gas.

Essar Group - индийская транснациональная инвестиционная корпорация работающая в сферах: энергетики, нефти и газа, промышленного строительства, телекоммуникации и т.д. с годовым оборотом - 35 млрд. долл. США.

В целях обеспечения оптимизации себестоимости добычи и реализации угольного метана, принято законодательное закрепление налоговых преференций для компании инвестирующих в разведку и добычу угольного метана.

Сфера деятельности Essar Oil & Gas включает в себя[20]:

- Разведка и добыча угольного метана на территории Индии;
- Научно-исследовательские работы;
- Проектирование и обустройство месторождений.

Производственные показатели по добыче угольного метана Essar Oil & Gas

- Начало работ: 2009 год;
- Количество сотрудников: 300 человек;
- Площадь контрактной территории: 500 кв.км;
- Предполагаемые ресурсы: 77,8 млрд. куб. м;
- Извлекаемые запасы: 24 млрд. куб. м;

- Потенциальный объем добычи угольного метана: с текущих 438 млн. куб.м/год до 876 млн. куб. м/год;
- Метаноносность угля: от 2 до 10 куб. м/тонн.



Рисунок 3 – Инфраструктура добычи угольного метана в г. Дургапур[20]

1.2 Актуальность разведки и добычи угольного метана в Казахстане

Карагандинский бассейн является наиболее газоносным среди угольных бассейнов Казахстана и один из наибольших в СНГ [25].

Многолетний опыт добычи угля в шахтах Карагандинского бассейна подтверждает высокую взрывоопасность угольных пластов в связи с высоким содержанием метана в угольных пластах, приводящую к многочисленным жертвам и разрушениям.

Одной из ключевых проблем в развитии отрасли по разведке и добыче угольного метана, является обеспечение внедрения передовых технологий и обеспечения рентабельного баланса производства угольного метана и его потребления.

Также, разведка и добыча, переработка угольного метана относится к компетенции нефтегазодобывающей отрасли, как правило угледобывающие компании Карагандинского региона не имеют необходимых технологий и квалифицированного персонала для развития таких проектов.

Анализ международного опыта наглядно демонстрирует, что ключевым фактором развития проектов по добыче угольного метана является объединение усилий научно-исследовательских организаций и отраслевых компаний с

оказанием государственной поддержки в виде предоставления налоговых преференций и упрощением процедур в области недропользования.

№	Объем добычи газа СММ, СВМ (млн.м3)	2019	2025	2030	2040	2050
Объем поступления газа на СП, в т.ч.:		300	500	500	500	500
1	СММ	300	300	300	300	300
Получаемый СВМ по условиям СРП (млн.м3)						
2	СВМ от партнеров	0	100	100	100	100
3	СВМ добыча на перспективных территориях СП	0	100	100	100	100
№	Объем потребления (млн.м3)	2019	2025	2030	2040	2050
1	Производство электроэнергии	80	100	100	100	100
2	Сжижение газа (LNG)	220	200	200	200	200
4	Собственные нужды, поставка населению	0	100	100	100	100

Рисунок 3.1 – Прогнозный баланс добычи и потребления угольного метана на 2019 – 2050 гг. [25]

2 Геология Карагандинского угольного бассейна

Наибольшей газоносностью отличаются пласты ашлярикской и карагандинской свит. Исходя из разведочных данных запасы угля составляют 7.84 млрд. т. Данные подсчеты в основном были выполнены до глубины 600 м, но на определенных участках глубина достигала 800-900 м. По прогнозным данным на глубине 1800 м запасы угля близки к отметке 32 млрд. т. [18]

Общие ресурсы угольного метана в Карагандинском угольном бассейне составляют около 490 млрд. куб. м – по расчетным данным геологоразведки углей. [18]

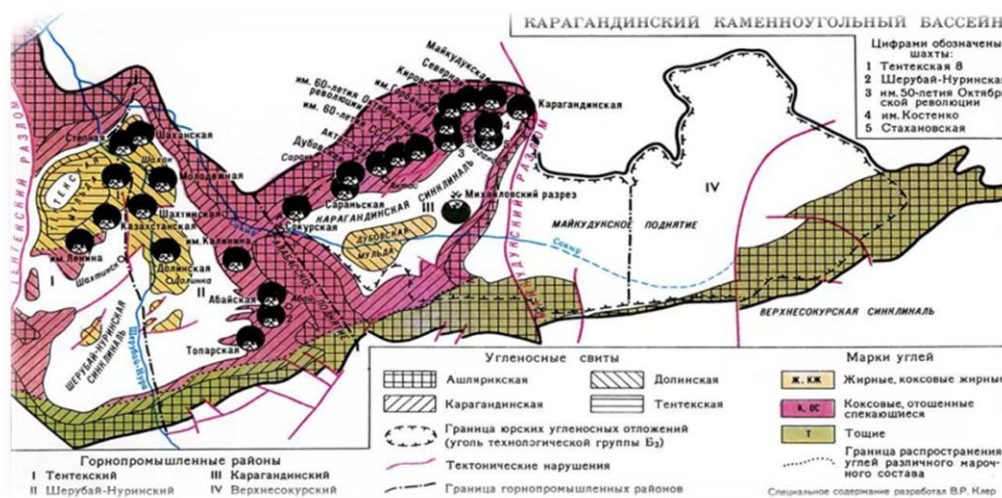


Рисунок 4 – Геологическая карта Карагандинского угольного бассейна [24]

	Сан Хуан США	Уорриор США	Уотербург Южная Африка	Ранигандж Вост. Индия	Карагандинский угольный бассейн
Общая мощность угля (метров)	20-30	7-8	20-30	15-20	45
Глубина залегания угля (метров)	300-1,600	200-1,000	100-400	400-2,000	200-1,200
Средняя газоносность (м³/т)	5-12	8-12	3-5	5-10	15-35
Тип угля	High Vol B - Low Vol	High Vol A - Low Vol	High Volatile	High Vol - Med Vol	Low Volatile
Возраст	Меловой	Карбоновый	Пермский	Пермский	Карбоновый
Оцененные запасы (млрд.м³)	1.428	566	131	125	490

Рисунок 4.1 – Сравнение геологических характеристик угольных бассейнов и добычных возможностей [25]

Касательно геоструктуры, Карагандинский угольный бассейн относится к широтно ориентированному одноименному синклинию, протяженность которого составляет 120 км, а ширина 30-60 км. Ограничение зон разломов расположены на юге и на западе, также присутствуют ограничения эрозионных срезов продуктивных каменноугольных отложений, которые расположены на севере и востоке. Строение синклиния асимметричное: северные и восточные крылья пологие ($10-20^\circ$), южное — крутое, интенсивно нарушенное системой надвигов Жалаирской зоны. Западные продуктивные отложения срезаны крупным Тентекским разломом. Исходя из поперечных Майкудукских и Алабасских поднятий, площадь Карагандинского угольного бассейна разделена на Верхнесокурскую, Карагандинскую и Шерубай (Чурубай) — Нуринскую, осложнённые вторичной складчатостью (Тентекская, Дубовская и другие мульды) и многочисленными разрывными нарушениями. Интенсивность тектонической нарушенности возрастает по направлению к ограничивающим бассейн разломам и вблизи поперечных поднятий.

Триасовые и юрские континентальные отложения залегают в центральных частях первых двух синклиналей на размытой поверхности карбона в пологих унаследованных мульдах (синклинальная складка или тектоническая впадина). В бассейне угленосны свиты: ашлярикская (нижнесреднего визе), карагандинская (верхнего визе), долинская (средний карбон), тентекская (средне-верхний карбон), дубовская (нижнего юра) и Михайловская (среднего юра). Литологический состав углевмещающих пород — чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов, мергелей и конгломератов. Мощность каменноугольных отложений увеличивается в западном направлении от 1200 м в Верхнесокурской синклинали до 3800 м в Тентекской. В каменноугольных отложениях содержится до 80 пластов каменного угля, суммарная мощность которых составляет 110 м, также дополнительных 30 рабочих мощностью

0,6-8 м. Для средней части карагандинской и долинской свит характерна максимальная угленасыщенность. Коэффициент общей угленосности 2,8, промышленной — 1,5. Дубовская свита содержит 5 рабочих пластов бурого угля суммарной мощностью до 17,8 м, михайловская — 8 пластов суммарной мощностью 30 м (отработана). Угли пластов ашлярикской и карагандинской свит относятся к маркам К2, частично К и ОС, долинской и тентекской свит — ГЖ, Ж, КЖ, юрские угли — к технологической группе БЗ. Угли пластов ашлярикской и низов карагандинской свит высокзолые (25-45%) и труднообогащаемые, используются как энергетическое топливо. Угли пластов, залегающих в верхней части карагандинской свиты, — среднеобогащаемы, долинской и низов тентекской свит — легкообогащаемы.

Угли разрабатываются преимущественно на глубине 200-600 м. Из-за интенсивной нарушенности залегания угольных пластов, высокой метанообильности и пылеобразования, условия горно-геологической разработки

не так легки. Гидрогеологические условия в западной части бассейна сложные за счёт повышенной обводнённости покровных отложений и зон дробления пород вблизи разрывных нарушений. [18]

Добыча и обогащение угля проводятся ПО "Карагандауголь". Потребители угля — ТЭЦ, металлургические и промышленные предприятия Казахстана, Урала, Сибири и Средней Азии.

3 Технологическое решение

Технологическая схема проекта представляет собой трубопроводное соединение 8 угольных шахт с общим сборным коллектором, транспортирующего метан до автоматической газораспределяющей станции (АГРС).

Газовоздушная смесь (скважинная продукция), после выхода из шахты, направляется в установку комплексной подготовки газа (УКПГ), состоящая из специальных сепараторов, очищающих газовоздушную смесь от механических примесей и разделяющих метан от воздушной смеси. Одной из главных проблем является взрывоопасность газовоздушной смеси и ее сепарация, которая требует применения высоко технологических решений.

3.1 Комплексная подготовка газа

Для решения проблемы низкого содержания обогащенного метана с содержанием кислорода, и проблемы высокого содержания кислорода, и азота в угольных залежах, на протяжении многих лет технических исследований были успешно решены две технические проблемы адсорбции под давлением и обогащения метана - специальные адсорбенты с высокой эффективностью разделения и безопасности технологического процесса. За основу решения приняты решения разработанные компаний CSTEГ [26]. Разработаны специальные адсорбенты DKT-612, DKT-613 и набор мер по обеспечению безопасности и безопасности процессов с формированием независимых прав интеллектуальной собственности на «технологии обогащения метана в угольных залежах с низкой концентрацией газа» [26]. Технический принцип заключается в разности селективности адсорбции газа CH_4 , N_2 , O_2 в газе путем использования специального адсорбента, и характеристики изменения из-за обусловленного давлением его адсорбции, тем самым достигая цели непрерывного разделения метана. В процессе безопасности необходимо использовать хороший электрический проводник, хорошую теплопроводность безпылевого специального адсорбента, использовать взрывозащищенную огнезащитную функцию для обеспечения безопасности процесса разделения; Во-вторых, в трубопроводе и буферном баке, заполнено взрывоподавляющее средство с хорошей проводимостью, теплопроводностью и соответствующая требованиям пожарной безопасности, вентиляционные установки для обеспечения безопасности всего устройства; в-третьих, использование специального компрессора и строгий контроль метана, сжатого газа и объема содержания кислорода.

Для разделения газа существует очень много соответствующих методов, так как разделение газа при адсорбции с перепадом давления имеет низкое

потребление энергии, простой технологический процесс, удобный при эксплуатации, экономит инвестиций и другие характеристики, непрерывно развивается более 50 лет. Но в газе содержащего метан в то же самое время, содержится много кислорода, в процессе разделения газа могут легко возникнуть риски для безопасности, для этого метан разделенный из газа производит СПГ, используя для угольного газа и утилизации метана.

Метод ДКТ, как правило, заключается в следующем: производство природного газа путем использования двух или трех ступенчатого разделения метана, и в первую очередь используя метод обогащения с перепадами давления под низким давлением газа низкого давления, повысить низкую концентрацию метана до 40% (V%) и более, даже еще выше [26]! После обеспечения безопасности эксплуатации газа, произвести повторное сжатие воздуха и дезоксидационную адсорбцию газа с содержанием кислорода (до этого проведенная первая или вторая степень для обеспечения безопасности газовых операций, а также эффективного обогащения концентрации газа), а затем используя метод повышения концентрации адсорбцией дезоксидированного газа повысить концентрацию метана и путем сжатия произвести сжатый природный газ (СПГ). Метод имеет следующие характеристики:

1. Для обеспечения безопасности кислородсодержащего газа используется трехступенчатая газоочистная метановая программа, состоящая из одной ступени для обеспечения безопасности и одной степени очистки метана, первые две степени (во-первых, газ обогащается более чем на 40%, удовлетворяя требования быстрого всасывания и раскисления после простого сжатия) Как меры безопасности, так и процесс обогащения метана газом и, наконец, при условиях обеспечения безопасности, путем разделения газового метана и очищения производится природный газ;

2. Используя высокоэффективно разделяемый специальный адсорбент для метана, коэффициент разделения метана специальным адсорбентом для метана по сравнению с обычным адсорбентом, на 50% выше, является хорошей гарантией для утилизации метана, и для обеспечения низкого энергопотребления;

3. Используя высокоэффективный дезоксидирующий специальный адсорбент, в процессе дезоксидации газа (после газоконтактного адсорбционного материала, кислород немедленно адсорбируется для достижения эффективного разделения от метана, а содержание кислорода в газовой фазе становится все ниже и ниже, безопасность становится все лучше и лучше), снижается потеря метана, что более важно, собственная безопасность процесса раскисления;

4. Адсорберы, используемые в устройстве для обеспечения безопасности: Используемые адсорбенты пройдя специальную обработку (несовместимы и проводны для обычных адсорбирующих материалов), имеют

очень сильную функцию для подавления взрыва, обеспечивая безопасную работу устройства;

5. Передовые адсорбенты используя безпылевую обработку, могут эффективно уменьшить вероятность взрыва в пространстве без адсорбирующего материала.

6. При применении устройства, во многих местах используются меры безопасности, для обеспечения безопасности всей работы устройства, таких как использование специальных форм компрессоров, оборудования, специальных материалов для подавления взрыва, на устройстве устанавливаются разрывная мембрана, для сжатия обогащенного метана используется функции онлайн - сигнализации анализа кислорода, метана и другие функции;

7. Устройство сначала обессеривает, чтобы обеспечить качество метановых продуктов и в то же время, для обеспечения срока службы адсорбента;

8. Устройство начинает обогащать метан путем использования адсорбцию под низким давлением, эффективно избегая проблемы безопасности низкой концентрации процесса сжатия газа и низкого потребления энергии;

9. Сначала метан обогащен низким давлением, так можно выпустить около половины азота и кислорода в газе, чтобы уменьшить объем обработки последнего устройства и уменьшить потребление энергии.

10. Учитывая вопросы безопасности устройства, используются специальные дезоксидирующие адсорбенты, с теоритической точки зрения, не поглощает метан и только частично поглощает кислород и некоторое количество азота (эквивалентно полной изоляции метана и кислорода, вслед за адсорбцией, уменьшается объем кислорода в газе, обеспечивая более высокую безопасность устройства), эффективность раскисления устройства повышается, увеличивается объем выпуска метана и обеспечивается работа операционного блока в задней части устройства.

11. При десорбции адсорбционной дезоксигенации, учитывая высокую концентрацию кислорода и присутствие небольшого количества метана в адсорбционной колонне, она создает угрозу безопасности, которая использует метод замещения азота, для раскисления используется выхлопной газ с концентрацией метана или (сухой воздух) недесорбционный обогащенный кислородом воздух, для обеспечения безопасности работы;

12. Замещенный газ процесса дезоксигенации возвращается в цикл впуска сырья, чтобы гарантировать, что скорость извлечения метана достаточно высока;

13. Устройство раскисляется при меньшей концентрации метана для обеспечения концентрации или сжижения метана, а потребление энергии устройства значительно снижается.

Таким образом, устройство использует три этапа адсорбции под действием переменного давления (но при содержании газового сырья более 40% можно отменить первый уровень), метан в составе газа с низкой концентрацией отделяется и производится сжатый природный газ (СПГ).

Следующий процесс технологического процесса метода-DKT для извлечения метана: повышение давления газа →обогащение метана адсорбцией под переменчивым давлением→ обогащение метана, сжатие газа→ специальная адсорбция, дезоксигенирование → обогащение и утилизация метана после очистки→ сжатие продукта метана (производство природного газа СПГ) (в зависимости от конкретных обстоятельств, если газ содержит газообразный сероводород, то вам необходимо блок десульфурации).

Показатели эффективности [26]:

- Мощность обработки газа: $100 \sim 1000000 \text{ Нм}^3 / \text{ч}$;
- Концентрация метана в газе: $\geq 5 \text{ об.}\%$;
- Характеристики продукта: в соответствии с национальными стандартами СПГ или отраслевыми стандартами СПГ, если требуется, для обогащения до требуемой концентрации метана;
- Выход метана: от 85 до 99% (в зависимости от состава исходного сырья, давления, характеристик продукта и т. д.).

3.2 Компримирование газа

УКПГ доводит газовоздушную смесь до состояния природного газа. Следующим этапом является сжатие газа и подачи давления для дальнейшего транспортирования. Основываясь на исходные данные, было принято установить поршневые компрессоры.

Поршневой компрессор использует поршни для сжатия воздуха. Компрессор имеет конструкцию, аналогичную двигателю внутреннего сгорания и даже выглядит похоже. Существует центральный вал, который приводит в движение от двух до шести поршней внутри цилиндров. Вал обычно приводится в действие от внешнего двигателя. Этот мотор может быть электрическим или внутреннего сгорания. Тем не менее, он определяет общую мощность компрессора. Когда поршни втягиваются, газ впрыскивается из впускного клапана в компрессоре. Этот газ впрыскивается в цилиндры поршней, а затем сжимается за счет возвратно-поступательного действия поршней. Затем газ сбрасывается либо для немедленного использования пневматической машиной, либо для хранения в баллонах со сжатым воздухом. Однако газ должен храниться или использоваться непосредственно из компрессора, чтобы предотвратить потерю давления.

Поршневой компрессор — это соотношение гибких решений для надежности и выносливости [6]. Снижение затрат на техническое обслуживание, снижение эксплуатационных и капитальных затрат при одновременном повышении производительности любой операции. Используя передовые технологии для измерения производительности всего оборудования, можно минимизировать потери мощности, упростить обслуживание и продлить срок службы вашего ресурса.

Поршневые компрессоры имеют много преимуществ, таких как [9]:

- Улучшенное время работы и доступности;
- Снижение затрат на техническое обслуживание;
- Повышенная эффективность и надежность;
- Ассортимент моделей для удовлетворения потребностей;
- Экспертная поддержка с продвинутой диагностикой;
- Увеличение выработки электроэнергии и производительности.

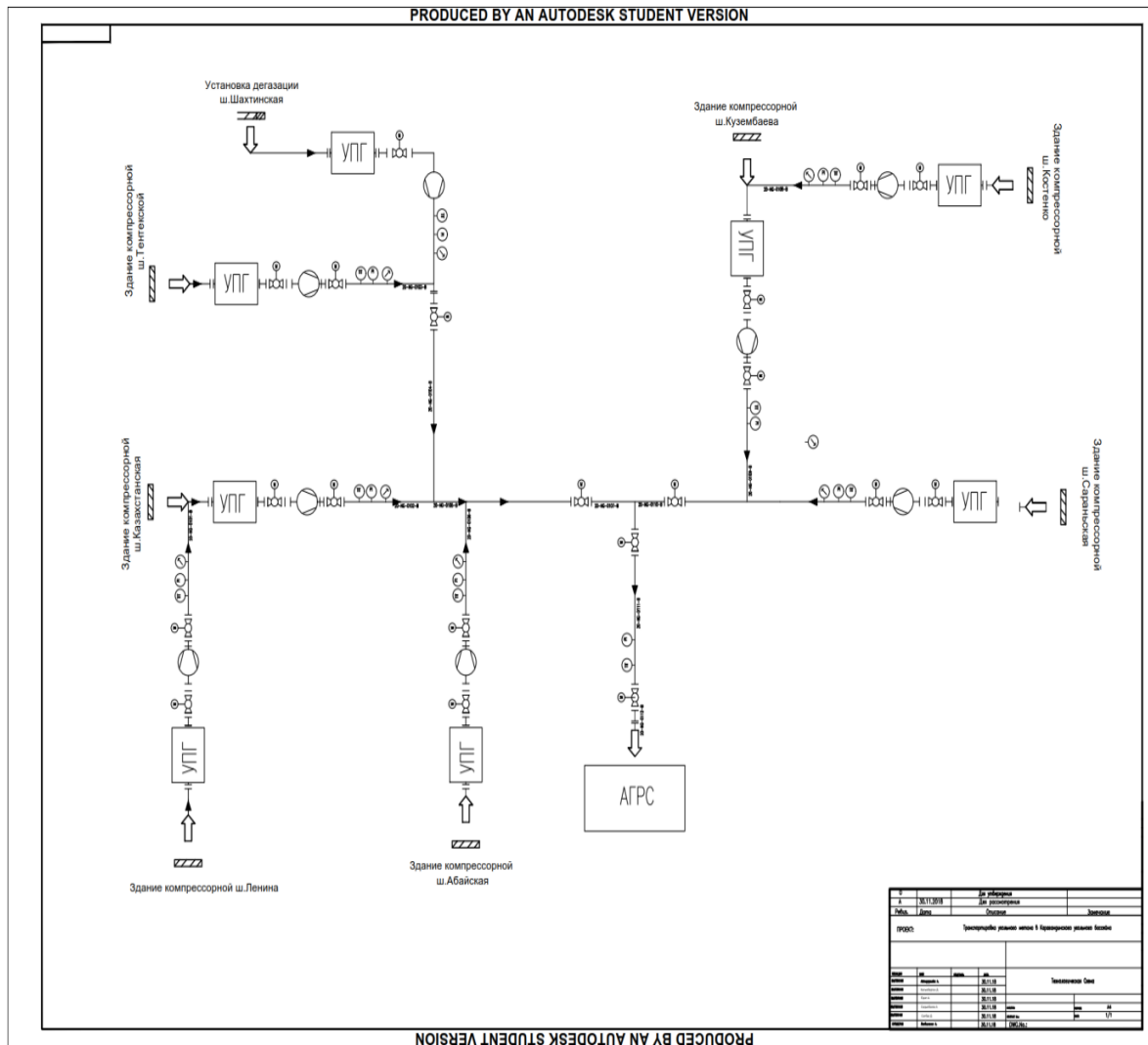


Рисунок 5 – Технологическая схема транспортировки угольного метана в Карагандинском угольном бассейне [разработано авторами]

4 Проектирование газопровода. Гидравлический расчет

Ход работы

Расшифровка:

Q_n – дебит газа из n-ой шахты млн.м³/год;

ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с;

P_n – начальное давление, МПа;

P_k – конечное давление, МПа;

ρ – плотность газа, кг/м³;

T – температура газа, К;

L – длина участка, Па;

L_n – длина отрезка от n-ой шахты, м;

D – внутренний диаметр, см;

Re – число Рейнольдса;

λ – коэффициент сопротивления;

n – коэффициент шероховатости для стального трубопровода, см;

$P_n^2 - P_k^2$ – расчетный перепад давления (МПа);

$P_n^2 - P_k^2 / l$ – расчетный перепад давления (МПа).

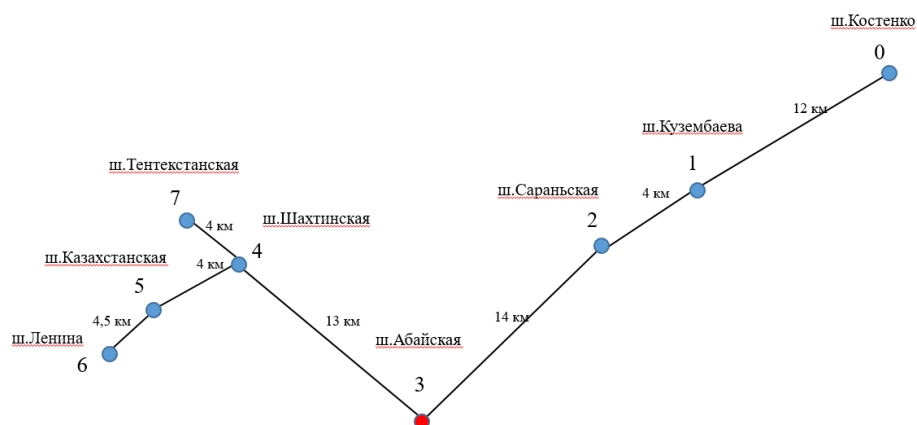


Рисунок 6 – Схема для расчета [разработано авторами]

Проектирование газопровода рассчитывается исходя из действующих 8 шахт в которых с помощью вакуумного насоса выкачивается газозвоздушная смесь имеющая определенную концентрацию метана от 10% до 70%.

Газозвоздушная смесь поступает в установку по обогащению газа, в ней газ проходит стадии очистки, осушки и обогащения, в следствии концентрация метана повышается до 97% и имеет товарный вид, тем самым полученный газ становится пригодным для транспортировки.

Начальное давление выбирается согласно паспортным данным компрессорной установки.

4.1 Параметры для проектирования газопровода

Таблица 4 – Исходные данные [28]

Дебит газа с шахты:	Расход газа по участкам:	Длина участков
$Q_0 - 885.78 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{0-1} - 885,78 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{0-1} - 12\ 000 \text{ м};$
$Q_1 - 2298.96 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{1-2} - 3184,74 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{1-2} - 4000 \text{ м};$
$Q_2 - 2092.86 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{2-3} - 5277,6 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{2-3} - 14\ 000 \text{ м};$
$Q_3 - 2416,68 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{6-5} - 1833,78 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{3-4} - 4500 \text{ м};$
$Q_4 - 675 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{5-4} - 3599,34 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{5-4} - 4000 \text{ м};$
$Q_5 - 1765,56 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{7-4} - 2012,46 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{7-4} - 4000 \text{ м};$
$Q_6 - 1833,78 \text{ м}^3/\text{ч};$	$Q_{4-3} - 11564,4 \text{ м}^3/\text{ч};$	$L_{4-3} - 13\ 000 \text{ м};$
$Q_7 - 2012,46 \text{ м}^3/\text{ч}.$	$Q_{\text{общ}} - 13981,08 \text{ м}^3/\text{ч}.$	$L_{\text{общ}} - 55\ 500 \text{ м}.$

$\rho - 0.717, \text{ кг/м}^3;$
 $T - 295.5, \text{ К};$
 $n - 0,03 \text{ см};$
 $\nu - 0,0000145 \text{ м}^2/\text{с}$
 $P_H - 0,8 \text{ МПа};$

Расчёт [1,2,3,21,22,23]

1) Рассчитываем расчетную длину L_p для каждого участка по формуле:

$$L_p = 1.1L_n \quad (1)$$

2) Рассчитываем Re для определения режима в трубопроводе:

$$Re = 0.0354Q/d\nu \quad (3)$$

3) Рассчитываем коэффициент сопротивления:

$$\lambda = 0.11(n/D + 68/Re)^{0.25} \quad (4)$$

4) Рассчитываем перепад давления на участках:

$$P_H^2 - P_K^2 = 0.0001237 \lambda \rho L_p D^{-5} Q^2 \quad (5)$$

Таблица 4.1 – Расчет 1

№	Участок	L (м)	L _p (м)	Мат.Трубы Сталь	n (см)	Q (м ³ /ч)
1	0-1	12000	13200	0	0,03	885,78
2	1-2	4000	4400	0	0,03	3184,74
3	2-3	14000	15400	0	0,03	5277,6
4	6-5	4500	4950	0	0,03	1833,78
5	5-4	4000	4400	0	0,03	3599,34
6	7-4	4000	4400	0	0,03	2012,46
7	4-3	13000	14300	0	0,03	11564,4
8	3-АГРС	3000	3300	0	0,03	13981,1

Таблица 4.2 – Расчет 2

Участок	D (см)	P _н (МПа)	P _к (МПа)	Re	λ	P _н ² – P _к ² (МПа)
0-1	40	0,8000	0,7999	54063	0,0233	0,0002
1-2	40	0,7999	0,7994	194379	0,0200	0,0008
2-3	40	0,7994	0,7947	322116	0,0194	0,0074
6-5	40	0,8000	0,7998	111924	0,0211	0,0003
5-4	40	0,7998	0,7992	219684	0,0198	0,0010
7-4	40	0,8000	0,7998	122829	0,0209	0,0003
4-3	40	0,7998	0,7795	705827	0,0188	0,0320
3-АГРС	40	0,7795	0,7726	853328	0,0187	0,0107

Таблица 4.3 – Расчета перепада давления для n-го участка

Подбор диаметра по номограмме Скафтимова		
Участок	Q (м ³ /ч)	P _н ² – P _к ² (МПа)
0-1	885,78	0,0016
1-2	3184,74	0,0181
2-3	5277,6	0,0481
6-5	1833,78	0,0063
5-4	3599,34	0,0229
7-4	2012,46	0,0075
4-3	11564,4	0,2237
3-АГРС	13981,1	0,3253

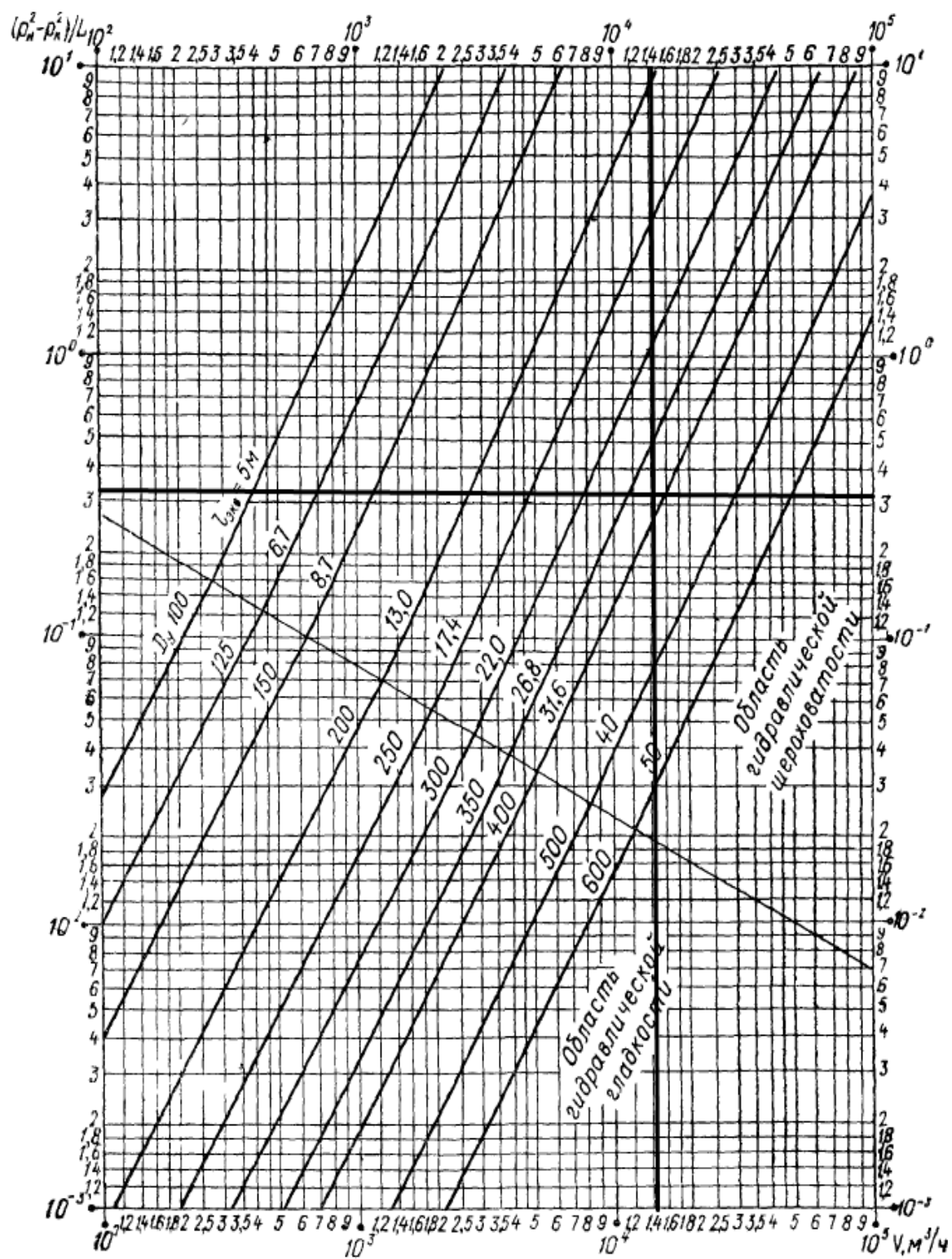


Рисунок 7 – Номограмм для определения диаметра

INPUT								
Line Number		1	2	3	4	5	6	7
Drawing Ref.		1	1	1	1	1	1	1
from		cp.Kostenko	cp.Kuzemb	cp.Saran	cp.Lenina	cp.Kaz-aya	cp.Tent	cp.Shaht-ya
to		cp.Kuzemb	cp.Saran	cp.Abal	cp.Kaz-aya	cp.Shaht-ya	cp.Shaht-ya	cp.Abal
Nominal or Internal diameter (N/I)		I	I	I	I	I	I	I
Diameter	[in]	10	10	10	10	10	10	10
Schedule (X for Standard) (Note 3)		19.25	19.25	19.25	19.25	19.25	19.25	19.25
Pipe roughness (X to default)	(Note 1) [in]	1.18E-02	1.18E-02	1.18E-02	1.18E-02	1.18E-02	1.18E-02	1.18E-02
Phase (L, G, or M)		G	G	G	G	G	G	G
Liquid Flowrate	[kg/h]	0	0	0	0	0	0	0
Gas Flowrate	[kg/h]	635.262	2283.645	3784.326	1314.261	2579.766	1442.604	8291
Temperature	[°C]	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Pressure	[barg]	8.0	7.9	7.5	8.0	7.9	8.0	7.8
Molecular Weight		18.156497	18.156497	18.156497	18.156497	18.156497	18.156497	18.156497
Liquid Density	[kg/m3]	0	0	0	0	0	0	0
Gas Density (X to calculate)	[kg/m3]	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717
Cp/Cv (X to default 1)		1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429
Gas Compressibility Factor Z (X to default 1)		0.881	0.881	0.881	0.881	0.881	0.881	0.881
Gas Visc. (X to default 0.025)	[cP]	0.01075	0.01075	0.01075	0.01075	0.01075	0.01075	0.01075
Liquid / Mixed Phase Viscosity	[cP]	0.5382	0.5382	0.5382	0.5382	0.5382	0.5382	0.5382
Liquid Surface Tension	[dynes/cm]	43.44	43.44	43.44	43.44	43.44	43.44	43.44
FORMAL PROCESS DATA ANALYSIS		GAS OK	GAS OK	GAS OK	GAS OK	GAS OK	GAS OK	GAS OK
FORMAL PIPE DATA ANALYSIS		DIAM. OK SCHED. OK	DIAM. OK SCHED. OK	DIAM. OK SCHED. OK	DIAM. OK SCHED. OK	DIAM. OK SCHED. OK	DIAM. OK SCHED. OK	DIAM. OK SCHED. OK
Physical Length	[m]	12000	4000	14000	4500	4000	4000	13000
Delta Elevation (Note 4)	[m]	0	0	0	0	0	0	0
# of 45° Standard Elbows (L/D=16)		0	1	1	1	1	0	0
# of 90° Standard Elbows (L/D=30)		0	1	1	1	1	0	0
# of 90° Long Radius Elbows (L/D=16)		0	0	0	0	0	0	0
# of Tees: thru flow (L/D=20)		0	0	0	0	0	0	0
# of Tees: branch flow (L/D=60)		3	3	3	3	3	3	3
# of Valves - Check (L/D=100)		2	2	2	2	2	2	2
# of Valves - Gate (L/D=8)		1	1	1	1	1	1	1
Sudden Enlarg. Nom. Diam.	[in]	0	0	0	0	0	0	0
Sudden Contr. Nom. Diam.	[in]	0	0	0	0	0	0	0
Pipe Sharp Edged Entrance (K=0.5)		0	0	0	0	0	0	0
Pipe Exit (K=1)		0	0	0	0	0	0	0
Sum of other Equiv. Lengths (L/D) (Note 2)		0	0	0	0	0	0	0
Sum of other K's		0	0	0	0	0	0	0
Sum of other Pressure Drops	[bar]	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 8 – Таблица ввода данных для расчета [LINE SIZE&PRESSURE DROP CALCULATION (V.2.2.)]

INPUT								
Line Number		1						
Drawing Ref.		1						
from		cp.Abal						
to		AGDS						
Nominal or Internal diameter (N/I)		I						
Diameter	[in]	15.748031						
Schedule (X for Standard) (Note 3)		19.25						
Pipe roughness (X to default)	(Note 1) [in]	1.80E-03						
Phase (L, G, or M)		G						
Liquid Flowrate	[kg/h]	0						
Gas Flowrate	[kg/h]	10024						
Temperature	[°C]	30						
Pressure	[barg]	8.0						
Molecular Weight		18.156497						
Liquid Density	[kg/m3]	0						
Gas Density (X to calculate)	[kg/m3]	0.717						
Cp/Cv (X to default 1)		1.429						
Gas Compressibility Factor Z (X to default 1)		0.881						
Gas Visc. (X to default 0.025)	[cP]	0.01075						
Liquid / Mixed Phase Viscosity	[cP]	0.5382						
Liquid Surface Tension	[dynes/cm]	43.44						
FORMAL PROCESS DATA ANALYSIS		GAS OK	WRONG PHASE DEF.N	WRONG PHASE DEF.N	WRONG PHASE DEF.N	WRONG PHASE DEF.N	WRONG PHASE DEF.N	WRONG PHASE DEF.N
FORMAL PIPE DATA ANALYSIS		DIAM. OK SCHED. OK	Missing Pipe Dia.	Missing Pipe Dia.	Missing Pipe Dia.	Missing Pipe Dia.	Missing Pipe Dia.	Missing Pipe Dia.
Physical Length	[m]	3000						
Delta Elevation (Note 4)	[m]	0	0	0	0	0	0	0
# of 45° Standard Elbows (L/D=16)		0	1	1	1	1	0	0
# of 90° Standard Elbows (L/D=30)		0	1	1	1	1	0	0
# of 90° Long Radius Elbows (L/D=16)		0	0	0	0	0	0	0
# of Tees: thru flow (L/D=20)		0	0	0	0	0	0	0
# of Tees: branch flow (L/D=60)		2	0	0	0	0	0	0
# of Valves - Check (L/D=100)		1	1	1	1	1	1	1
# of Valves - Gate (L/D=8)		1	1	1	1	1	1	1
Sudden Enlarg. Nom. Diam.	[in]	0	0	0	0	0	0	0
Sudden Contr. Nom. Diam.	[in]	0	0	0	0	0	0	0
Pipe Sharp Edged Entrance (K=0.5)		0	0	0	0	0	0	0
Pipe Exit (K=1)		0	0	0	0	0	0	0
Sum of other Equiv. Lengths (L/D) (Note 2)		0	0	0	0	0	0	0
Sum of other K's		0	0	0	0	0	0	0
Sum of other Pressure Drops	[bar]	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 9 – Таблица ввода данных для расчета [LINE SIZE&PRESSURE DROP CALCULATION (V.2.2.)]

OUTPUT								
Flow Characteristic		Turbulent	Turbulent	Fully Turb.	Turbulent	Turbulent	Turbulent	Fully Turb.
Equivalent Length	[m]	12057	4069	14072	4568	4070	4061	13065
Equivalent Length	[ft]	39558	13351	46169	14986	13352	13323	42863
Total K (Note 5)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mixed Phase Density	[kg/m3]	-	-	-	-	-	-	-
Mixed Phase Flow Pattern		-	-	-	-	-	-	-
Gas Density	[kg/m3]	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717	0.717
Gas Viscosity	[cP]	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011
k (=Cp/Cv)		1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429
Z		0.881	0.881	0.881	0.881	0.881	0.881	0.881
Sonic Velocity	[m/s]	412.9	412.9	412.9	412.9	412.9	412.9	412.9
Mach number		0.012	0.042	0.070	0.024	0.048	0.027	0.083
Maximum Allowable Velocity	[m/s]	144.1	144.1	144.1	144.1	144.1	144.1	144.1
Minimum Velocity (two phase)	[m/s]	-	-	-	-	-	-	-
Velocity	[m/s]	4.86	17.46	28.93	10.05	19.72	11.03	34.46
Frictional Pressure Drop per length	[psi/100ft]	3.41E-3	4.06E-2	1.07E-1	1.38E-2	5.16E-2	1.65E-2	1.52E-1
Frictional Pressure Drop per length	[bar/100m]	7.72E-4	9.18E-3	2.42E-2	3.12E-3	1.17E-2	3.74E-3	3.43E-2
Total Frictional Pressure Drop	[bar]	9.31E-2	3.74E-1	3.40E+0	1.43E-1	4.75E-1	1.52E-1	4.48E+0
Total Pressure Drop (including Static H	[bar]	9.31E-2	3.74E-1	3.40E+0	1.43E-1	4.75E-1	1.52E-1	4.48E+0
Note 1: Default value is 0.0018 in for Commercial Steel; for other materials see Table: ROUGHNESS OF PIPE MATERIAL (F5+ROUGHNESS).								
Note 2: For a collection of L/D values see Table: EQUIVALENT LENGTH OF VARIOUS VALVES AND FITTINGS (F5 + LENGTHS).								
Note 3: Available input values are: 5S, 10S, 10, 20, 30, 40, STD, 60, 80, XS, 100, 120, 140, 160, XXS.								
Note 4: Only positive Delta Elevation (end point higher than start point)								
Note 5: Based on velocity in main pipe								
CALCULATION								
Roughness	[in]	0.0118	0.0118	0.0118	0.0118	0.0118	0.0118	0.0118
Schedule verification		TRUE	TRUE	TRUE	TRUE	TRUE	TRUE	TRUE
Column for Schedule table		19.25	19.25	19.25	19.25	19.25	19.25	19.25
Int. Diameter	[in]	10	10	10	10	10	10	10
Gas or Liq or Mix Phase Density	[kg/m3]	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
Gas Density	[kg/m3]	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
Gas Viscosity	[cP]	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011
k (=Cp/Cv)		1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429
Compressibility Factor (Gas)		0.8810	0.8810	0.8810	0.8810	0.8810	0.8810	0.8810
Reynolds		8.221E+04	2.955E+05	4.897E+05	1.701E+05	3.338E+05	1.867E+05	5.832E+05
Darcy Friction Factor (fD)		2.318E-02	2.133E-02	2.046E-02	2.191E-02	2.123E-02	2.179E-02	2.046E-02
Reynolds (Fully Turbulent)		3.39E+05	3.39E+05	3.39E+05	3.39E+05	3.39E+05	3.39E+05	3.39E+05
Fully Turb. fD (ref. steel roughness)		1.34E-02	1.34E-02	1.34E-02	1.34E-02	1.34E-02	1.34E-02	1.34E-02
Velocity	[ft/s]	15.9	57.3	94.9	33.0	64.7	36.2	113.1
Max allowable velocity	[ft/s]	472.7	472.7	472.7	472.7	472.7	472.7	472.7
Minimum Velocity (two phase)	[ft/s]	-	-	-	-	-	-	-
Sonic Velocity	[ft/s]	1354.6	1354.6	1354.6	1354.6	1354.6	1354.6	1354.6
Equivalent length	[ft]	39557.6	13351.3	46169.4	14985.7	13352.3	13322.8	42863.4
Enlarg. + Contr. K		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total K		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pressure drop per length	[psi/100ft]	0.00	0.04	0.11	0.01	0.05	0.02	0.15
Pressure drop	[psi]	1.35	5.42	49.35	2.07	6.88	2.20	64.98

Рисунок 10 – Таблица полученных данных [LINE SIZE&PRESSURE DROP CALCULATION (V.2.2.)]

OUTPUT								
Flow Characteristic		Turbulent	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Equivalent Length	[m]	3138	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Equivalent Length	[ft]	10294	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Total K (Note 5)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mixed Phase Density	[kg/m3]	-	-	-	-	-	-	-
Mixed Phase Flow Pattern		-	-	-	-	-	-	-
Gas Density	[kg/m3]	0.717	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Gas Viscosity	[cP]	0.011	-	-	-	-	-	-
k (=Cp/Cv)		1.429	-	-	-	-	-	-
Z		0.881	-	-	-	-	-	-
Sonic Velocity	[m/s]	418.1	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Mach number		0.074	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Maximum Allowable Velocity	[m/s]	144.1	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Minimum Velocity (two phase)	[m/s]	-	-	-	-	-	-	-
Velocity	[m/s]	30.90	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Frictional Pressure Drop per length	[psi/100ft]	5.25E-2	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Frictional Pressure Drop per length	[bar/100m]	1.19E-2	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Total Frictional Pressure Drop	[bar]	3.73E-1	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Total Pressure Drop (including Static Hea	[bar]	3.73E-1	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Note 1: Default value is 0.0018 in for Commercial Steel; for other materials see Table: ROUGHNESS OF PIPE MATERIAL (F5+ROUGHNESS).								
Note 2: For a collection of L/D values see Table: EQUIVALENT LENGTH OF VARIOUS VALVES AND FITTINGS (F5 + LENGTHS).								
Note 3: Available input values are: 5S, 10S, 10, 20, 30, 40, STD, 60, 80, XS, 100, 120, 140, 160, XXS.								
Note 4: Only positive Delta Elevation (end point higher than start point)								
Note 5: Based on velocity in main pipe								
CALCULATION								
Roughness	[in]	0.0018	0	0	0	0	0	0
Schedule verification		TRUE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE
Column for Schedule table		19.25	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE
Int. Diameter	[in]	15.748031	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Gas or Liq or Mix Phase Density	[kg/m3]	0.72	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Gas Density	[kg/m3]	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Viscosity	[cP]	0.011	-	-	-	-	-	-
k (=Cp/Cv)		1.429	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Compressibility Factor (Gas)		0.8810	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Reynolds		8.237E+05	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Darcy Friction Factor (fD)		1.387E-02	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Reynolds (Fully Turbulent)		3.50E+06	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Fully Turb. fD (ref. steel roughness)		1.23E-02	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Velocity	[ft/s]	101.4	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Max allowable velocity	[ft/s]	472.7	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Minimum Velocity (two phase)	[ft/s]	-	-	-	-	-	-	-
Sonic Velocity	[ft/s]	1371.7	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Equivalent length	[ft]	10293.9	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Enlarg. + Contr. K		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total K		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pressure drop per length	[psi/100ft]	0.05	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Pressure drop	[psi]	5.40	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A

Рисунок 11 – Таблица полученных данных [LINE SIZE&PRESSURE DROP CALCULATION (V.2.2.)]

Заключение: выполненный гидравлический расчет имеет минимальные отклонения от расчета выполненного в программе MS Excel, тем самым подтверждает его верность.

5 Моделирование газопровода

UniSim Design Suite - это инновационное программное обеспечение для моделирования процессов, которое обеспечивает устойчивое состояние и динамическое моделирование процессов в интегрированной среде. Программа является мощнейшим инструментом, помогающие инженерам разрабатывать проекты оптимизации процессов с меньшими проектными рисками, прежде чем брать на себя капитальные затраты. Основные варианты использования при моделировании процессов с использованием UniSim Design Suite включают в себя:

- Разработка технологической схемы;
- Использование инструмента кейс-сценариев для оптимизации проектов в соответствии с бизнес-критериями;
- Оценка оборудования в широком диапазоне условий эксплуатации;
- Оценка влияния изменений подачи, нарушений и альтернативных операций на безопасность, надежность и прибыльность процесса;
- Точный размер и выбор подходящего материала для систем продувки;
- Мониторинг производительности оборудования по отношению к операционным целям.

Как это работает?

UniSim Design предлагает следующие функции [29]:

– Простая в использовании среда Windows: UniSim Design обеспечивает четкое и сжатое графическое представление технологических схем, включая такие функции производительности, как вырезание, копирование, вставка, автоматическое подключение

– Комплексная термодинамика и моделирование работы агрегата: UniSim Design поддерживает моделирование процессов дистилляции, реакции, теплообмена, вращающегося оборудования и логических операций как в стационарном, так и в динамическом окружении. Доказано, что эти модели обеспечивают реалистичные результаты качества и справляются с различными ситуациями, такими как опорожнение или переполнение сосуда, а также обратный поток.

– Соответствие Active X (OLE Automation): позволяет интегрировать созданные пользователем операции с единицами, собственные кинетические выражения реакции и специализированные пакеты свойств, а также легко взаимодействует с такими программами, как Microsoft® Excel® и Visual Basic®

Какие проблемы это решает?

С UniSim Design пользователи достигают:

– Оптимизированные конструкции (более низкий CAPEX и / или OPEX), обусловленные точностью прогнозирования, встроенными отраслевыми

стандартами и открытой архитектурой для связи со специализированными инструментами сторонних производителей и IP-адресами заказчика;

- Повышение эффективности проектирования (производительность и эффективность) до 30% [29] благодаря доступности инструментов повышения производительности, внедрению лучших практик и вниманию к рабочим процессам.

- Снижение совокупной стоимости владения на протяжении всего жизненного цикла проекта или завода с созданием, повторным использованием и обновлением одних и тех же моделей на одной программной платформе

- Более быстрые запуски и более плавная работа для активов завода, приводящая к более ранней прибыли, благодаря проверенным и улучшенным операционным процедурам

- Повышение безопасности эксплуатации в результате проектирования системы безопасности и исследований HAZOP

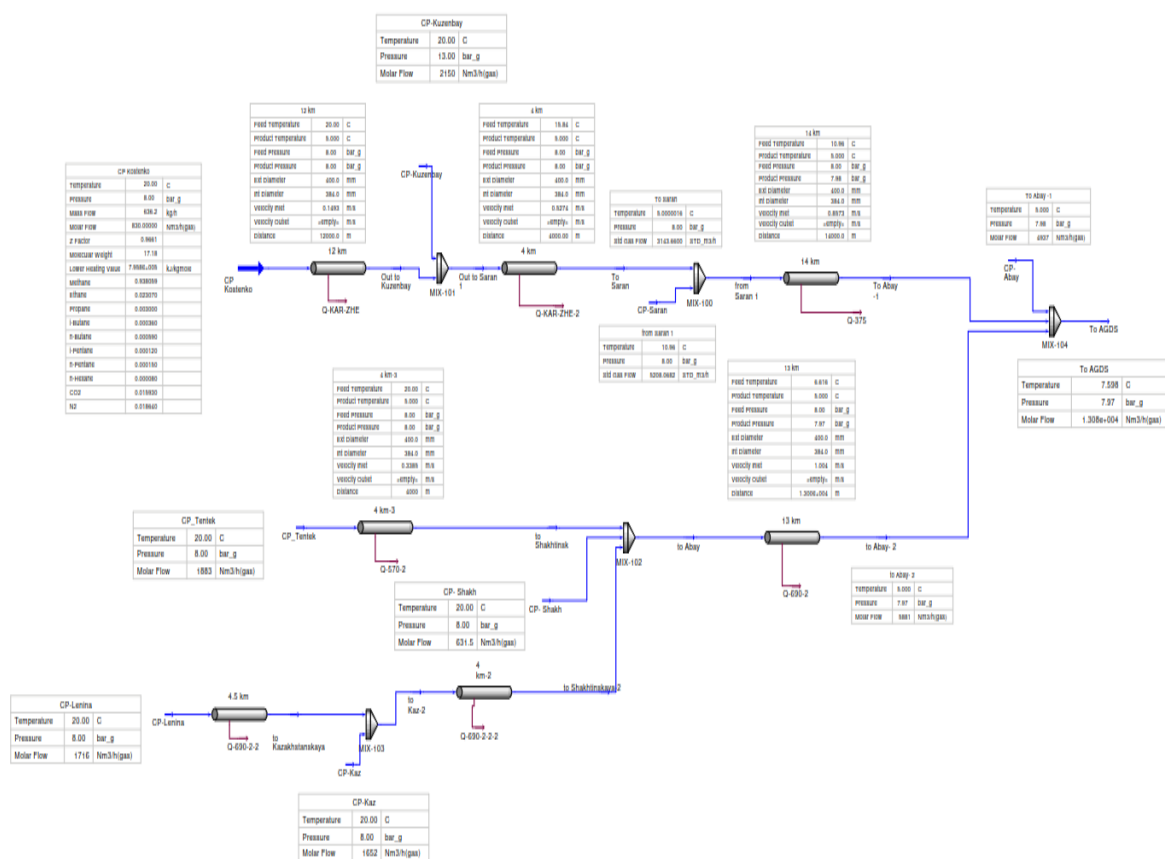


Рисунок 12 – Технологическая модель с использованием UniSim Design
[разработано авторами]

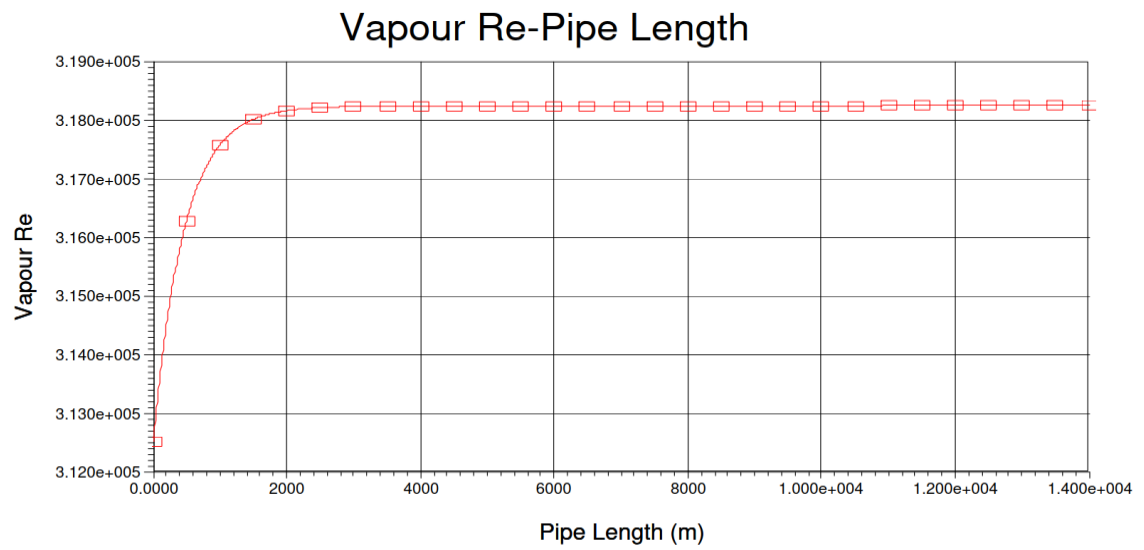


Рисунок 13 – График зависимости числа Re от длины
[разработано авторами]

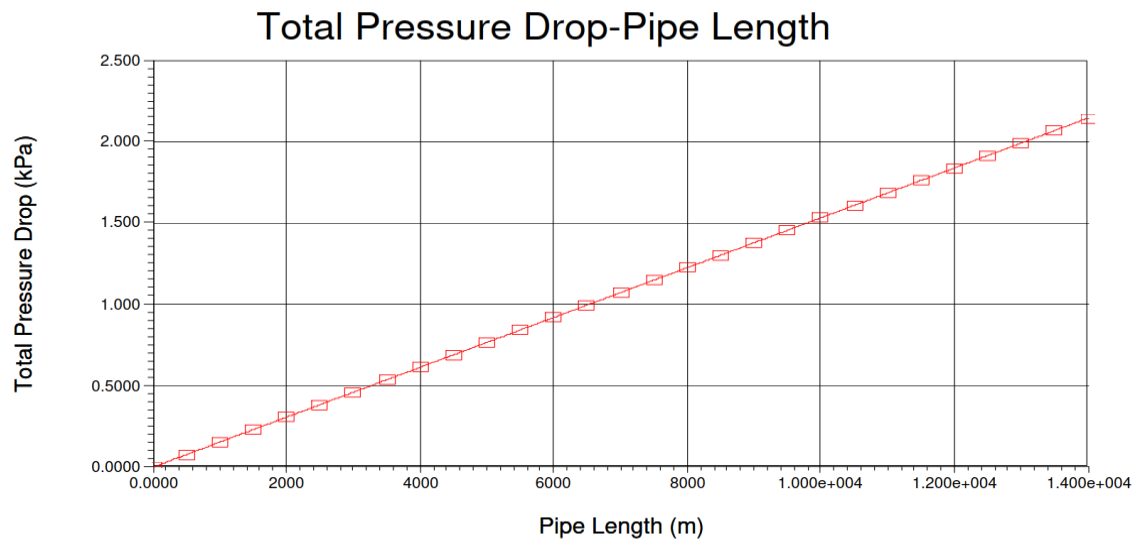


Рисунок 14 – График зависимости падения давления от длины
[разработано авторами]

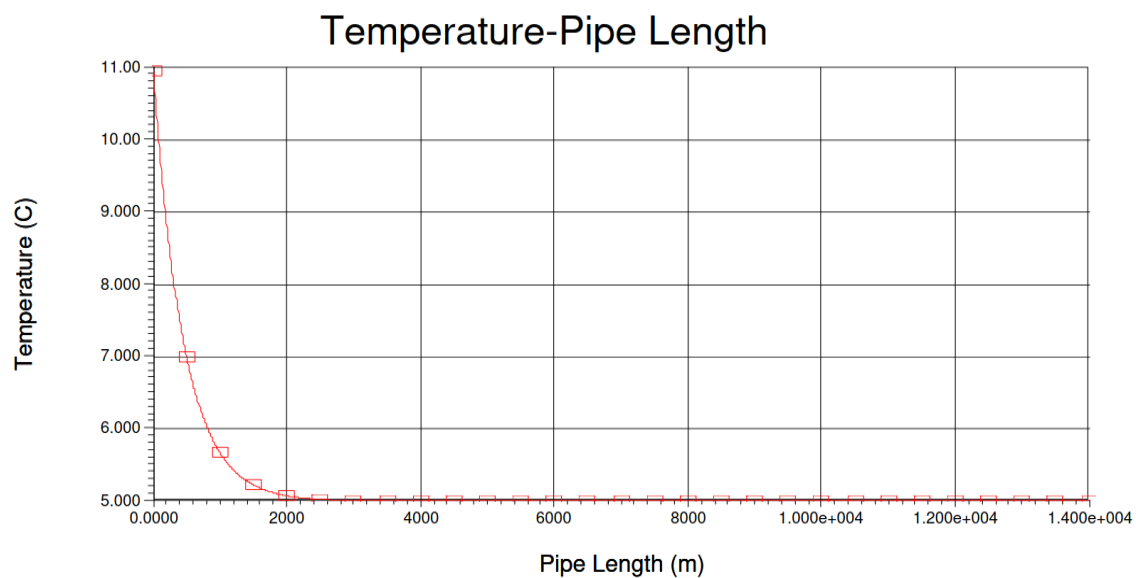


Рисунок 15 – График зависимости температуры от длины
[разработано авторами]

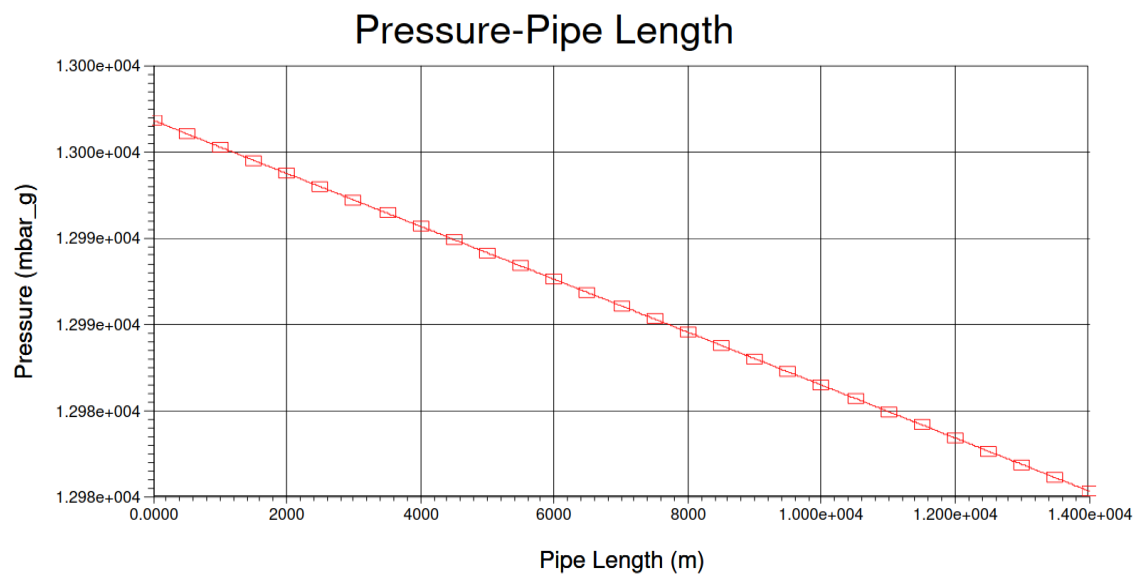


Рисунок 16 – График зависимости давления от длины
[разработано авторами]

6 Система управления проектируемого газопровода

Основа транспортировки газа — система управления газопроводом. В общей системе управления нового газопровода будут присутствовать следующие функции:

- Мониторинг параметров газопровода;
- Регулировка давления в газопроводе;
- Обнаружение утечек в газопроводе;

6.1 Мониторинг параметров газопровода

Приборы газопроводной транспортной системы производят непрерывное измерение давления, температуры, расхода и состава газа на входе и на выходе из системы.

Эти данные в реальном режиме времени передаются в систему диспетчерского контроля и сбора данных SCADA компании и непрерывно оцениваются с целью выполнения всех договорных условий, предотвращения непредусмотренных изменений и соблюдения проектных ограничений газопровода.

В случае приближения параметров к проектным ограничениям система автоматически генерирует предупреждающий сигнал для принятия корректирующих мер. Если проектные ограничения будут достигнуты несмотря на принятые меры, то функция обеспечения безопасности системы автоматически запустит дальнейшие корректирующие меры, чтобы обеспечить работу газопровода в безопасном эксплуатационном режиме.

6.2 Регулировка давления в газопроводе

Система регулировки давления в газопроводе обеспечивает постоянную работу в нормальном эксплуатационном режиме для выполнения договорных обязательств по транспортировке газа.

Система регулировки давления в газопроводе автоматически оповещает оператора о приближении параметров системы к границам нормального эксплуатационного режима, что дает возможность принять корректирующие меры, такие как регулировка потока газа. Для обеспечения надежной и безопасной транспортировки законтрактованных объемов газа эти действия координируются операторами компании.

6.3 Обнаружение утечек в газопроводе

Главный аспект транспортировки газа - безопасность газопровода. При проектировании и строительстве будут предприняты значительные усилия для сведения к минимуму риска отказа газопровода. Таким образом, вероятность утечки газа в течение всего срока эксплуатации газопровода крайне низка. Компания устанавливает систему оперативного обнаружения утечек, основанную на непрерывном мониторинге и оценке данных измерений расхода и баланса массы.

При обнаружении утечки будут незамедлительно приняты соответствующие меры, и в систему диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA) компании будет отправлен аварийный сигнал.

6.4 Техническое обслуживание и ремонт

Работы по техническому обслуживанию включают обслуживание и инспекцию газопровода для обеспечения надежной транспортировки метана в течение всего срока эксплуатации путем поддержания соответствия сертификационным требованиям и требованиям соглашения о транспортировке газа.

Газопровод будет оснащен системой неотложного ремонта газопровода, которая включает в себя комплекс процедур, оборудование и материалы, договоры с транспортными и ремонтными компаниями.

6.5 Внутренняя инспекция (дефектоскопия) газопровода

Внутренняя инспекция газопровода на этапе эксплуатации будет производиться с помощью бесконтактной магнитометрической диагностики. Целью бесконтактного магнитометрического обследования является определение дефектных участков трубопроводов, участков с повышенным напряженно-деформированным состоянием, и совместно с результатами приборной оценки состояния изоляционного покрытия, назначение мест шурфования для выборочного ремонта подземных трубопроводов. Преимуществом метода бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД) является определение и уточнение местоположения прогнозируемых дефектов с поверхности земли. Предварительного намагничивания или подключения наружных генераторов, как правило, не требуется. Поэтому метод БМД позволяет высокопроизводительно оценивать состояние обследуемого трубопровода.

Областью применения метода являются стальные трубопроводы. Метод бесконтактной магнитометрической диагностики позволяет надежно

регистрировать и определять относительную величину напряженно-деформированных состояний, что особенно актуально для трубопроводов, находящихся в районах, подверженных морозному пучению грунтов, имеющих карстовые проявления и другие локальные тектонические процессы.

Физическая сущность метода основана на естественном намагничивании металла под действием динамико - механических нагрузок и изменении величины магнитного поля в результате старения и коррозии металла труб. Под действием нагрузок при эксплуатации в металле трубопровода происходят процессы, приводящие к изменению магнитного поля. Причем чем больше эти изменения, тем выше градиент вызванной аномалии в магнитном поле. Чем резче аномалия, которая генерируется дефектом в области его развития, тем надежнее регистрируются подобные экстремальные участки с помощью измерительной аппаратуры.

С помощью комплекса можно проводить диагностику при глубине залегания до 10-ти диаметров трубы. На основании полученных данных определяется общее техническое состояние трубопровода и разрабатываются рекомендации по его дальнейшей эксплуатации.

При проведении полевых работ оператор с комплексом проходит вдоль трубопровода, при этом комплекс непрерывно, с частотой от 30 до 300 отсчетов в секунду (по выбору оператора), фиксирует параметры магнитного поля обследуемого трубопровода, которые накапливаются в блоке управления комплексом. При прохождении по трассе трубопровода оператор в режиме реального времени наблюдает магнитограммы по выбранным компонентам поля трубопровода, и отмечает наиболее контрастные аномалии.

В случае локальных повреждений локализация местоположения дефекта определяется точностью данных GPS-приемника и составляет $\pm 0,5$ м.

В случае напряженно-деформированных состояний длина аномалий, как правило, близка к протяженности участка, на магнитное поле которого этот дефект оказывает влияние.

Определение местоположения участков для неразрушающего контроля в шурфах проводится на основании данных бесконтактной магнитометрической диагностики согласно ведомости магнитных аномалий.

Наряду с магнитометрическим каналом в комплекс бесконтактной диагностики интегрирован канал электрометрических измерений, предназначенный для контроля целостности изоляционного покрытия, глубины залегания, трассировки трубопровода. Совмещение двух бесконтактных методов диагностики в одном комплексе позволяет наиболее достоверно определять техническое состояние трубопровода с наиболее точным определением точек контрольной шурфовки.

7. Экология

Центральный Казахстан — один из ведущих индустриальных регионов республики, представляющий собой территориально-производственный комплекс с развитой тяжелой промышленностью.

В данной области расположено наибольшее количество предприятий, которые загрязняют окружающую среду, в частности угледобывающие.

Без грамотного учета экологической безопасности, производственные объекты были размещены, непосредственно, вблизи жилых районов, что привело к одной из самых важных проблем: люди живут в зоне действия выбросов и отходов.

На сегодняшний день, самыми загрязненными городами являются: Темиртау и Караганда. В этих двух городах люди страдают рядом заболеваний, так как в воздухе содержатся частицы пыли в виде микро пыли. В качестве доказательства, при выпадении осадков в зимнее время года можно увидеть осадки темного цвета смешанные с золой. Выбросы в атмосферу на одного человека составляют,

Это связано с тем, что г. Караганда является крупным городом и потребление тепла населением в этом городе гораздо больше, нежели в остальных городах и селах. В г. Темиртау расположен самый крупный угольно-добывающий завод, который не только является гигантом в добыче угля, но и использующий его для своих нужд в большом количестве.

Как многим известно, в угольном сырье содержится природный газ, который при дегазации сжигается в атмосферу впустую.

С экологической точки зрения, данная работа является актуальной, так как после дегазации угля, природный газ пройдет переработку и на выходе останется метан в чистом виде, который пойдет на свои нужды, после чего выбросы в атмосферу упадут на значительное количество.

7.1. Учет экологического риска

Результаты, в двух этапах, дают возможность повариантно рассмотреть варианты, связанные с промышленной безопасностью и оценкой экологического риска.

Оценка вероятности проявления риска предоставляется разработчикам схемы развития или менеджерам конкретного проекта с указанием всей неопределенности, связанной с оценкой экологического риска.

Хотя большинство проектов в добыче и переработке угольного метана направлены не только на решение экологических проблем, а также и на достижение определенных экономических показателей, решение возникающих

экологических проблем должно присутствовать во всех этих проектах и учитываться при разработке многовариантного развития.

Достижение экономических приоритетов сопровождается увеличением экологического риска, но это увеличение должно быть приемлемым.

Сокращение риска дорогостоящая процедура, особенно, при малых его значениях. Это предотвращает нежелательные экологические последствия работ, проводимых на участках добычи и транспортировке угольного метана.

7.2. Экологический эффект от утилизации газа-метана

Республика Казахстан приняла меры Парижского соглашения по снижению выбросов парниковых газов. Утилизация газа-метана является важной частью для угольной промышленности по достижению общей глобальной цели — удержать прирост средней температуры по сравнению с доиндустриальным уровнем ниже 2°C.

Если не утилизировать метан за период 2018-2041 гг., то выбросы в пересчёте на углекислого газа составят около: 9 млн. тонн

Если использовать метан за период 2018-2041 гг., то выбросы углекислого газа составят около: 2 млн. тонн.

Вывод: утилизация метана за 23 года сократит выбросы парниковых газов в атмосферу в 3 раза.

8. Разработка финансово-экономической модели проекта

Согласно планам по добыче угля были определены объёмы извлечения шахтного метана на перспективу до 2041 года.

В среднем эта величина достигает 105 млн. м³ в год



Рисунок 17 – Объёмы извлечения шахтного метана на перспективу

По результатам анализа стратегии развития компании составлена прогнозная стоимость реализации проекта по добыче и транспортировке угольного метана.

Для разработки финансово экономической модели требуется сбор и анализ исходных данных. В числе исходных данных (допущений) финансовой модели указаны:

1. Основные методические предположения, использованные при построении финансового прогноза:

- срок жизни проекта;
- длительность прогнозного периода (не должен быть менее дисконтированного периода, срока окупаемости проекта и срока возврата займа);
- начальный момент прогнозного периода (не ранее текущей даты);
- шаг прогноза (минимально: для инвестиционной стадии – один квартал, для операционной стадии - один год);
- тип денежных потоков (номинальные/реальные) и итоговая валюта денежных потоков.

2. Макроэкономические данные (прогнозы инфляции, обменных курсов, роста реальной заработной платы и т.п.);

2.1. Прогноз капитальных вложений;

2.2. Прогноз объема производства и объема продаж;

- 2.3. Прогноз цен/тарифов на готовую продукцию/услуги;
- 2.4. Прогноз цен на основное сырье и материалы и других затрат, составляющих значительную долю в себестоимости, прогноз иных переменных затрат;
- 2.5. Прогноз затрат на персонал (штатное расписание или бюджет затрат на персонал с учётом планируемых индексаций оплаты труда и увеличения штата);
- 2.6. Прогноз условно постоянных затрат;
- 2.7. Налоговые выплаты с учётом ожидаемых изменений в налоговом законодательстве;
- 2.8. Предпосылки по учетной политике (политика амортизации, капитализации затрат, создания резервов, признания выручки);

Таблица 5 – Прогнозная стоимость финансирования добычи и транспортировки угольного метана [разработано авторами]

<u>CAPEX</u> - (На весь период 2018г.-2055г.)	Кол-во	Сумма, тыс. Тенге (2018г.-2055г.)
<i>Капитальные Вложения (CAPEX)</i>		
1. Геологоразведочные работы (ГРР)	1	1 846 608 000 ₸
2. Строительство установок по комплексной подготовке товарного газа (УКПГ)	8	2 487 936 000 ₸
3. Строительство сборного газопровода, компрессорных станции, узла коммерческого учета газа и др. сооружения 70 км (СГП)	1	7 812 000 000 ₸
Итого Капитальные вложения		12 146 544 000 ₸
<u>OPEX</u> - (в Год) и (На весь период 2018г.-2055г.)	Кол-во (лет)	Сумма, тыс. Тенге (2018г.-2055г.)
1. Эксплуатационные затраты (2024 г.-2055 г.)	32	39 283 200 000 ₸
2. Фонд Оплаты Труда (2024 г.-2055 г.)	32	16 427 520 000 ₸
3. Прочие затраты (2024 г.-2055 г.)	32	3 809 280 000 ₸
Итого Переменные расходы в год		59 520 000 000 ₸

Таблица 6 – Финансовые показатели [разработано авторами]

Чистая текущая стоимость (NPV)	\$79 216 254
Индекс рентабельности (BCR)	1,75
Период окупаемости (P/B)	6,04
Дисконтированный период окупаемости (D/P/B)	5,69
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	42,19%

Показатели:

1. Чистая текущая стоимость (NPV) – 79 216 тыс. долл. США;
2. Индекс рентабельности (BCR) – 1,75;
3. Период окупаемости (P/B) – 6,04;
4. Дисконтированный период окупаемости (D/P/B) – 5,69;
5. Внутренняя норма рентабельности (IRR) – 42,19%.

Детализация CAPEX

1. Геологоразведочные работы – 4,964 млн. долл. США с учетом бурения скважин и анализа керна, сейсморазведки и геофизических работ, постановка газа на государственный баланс.
2. Строительство установок по комплексной подготовке товарного газа – 6,688 млн. долл. США.
3. Строительство сборного газопровода, компрессорных станций, узла коммерческого учета газа и др. сооружения – 21 млн. долл. США.

Детализация по OPEX

1. Фонд оплаты труда - 1,38 млн. долл./год.

Включает:

- Руководство СП – 5 человек;
 - Среднее звено – 15 человек;
 - Инженеры, технологи и т.д. – 60 человек.
2. Эксплуатационные расходы (газопроводы, технологические сооружения, установки по переработке шахтного газа, вспомогательные сооружения и т.д.) – 3,3 млн. долл. США/год.
 3. Прочие расходы (аренда, коммунальные платежи и т.д.) – 0,32 млн. долл. США/год.

Финансовые показатели (коэффициенты)

Показатели инвестиционной привлекательности:

Чистая приведенная стоимость проекта (NPV):

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{FCFF_n}{(1+r)^n}$$

n - номер прогнозного шага (для свободных денежных потоков);

N - количество лет в прогножном периоде;

FCFF_n - свободный денежный поток в период **n**;

r - ставка дисконтирования.

В качестве ставки дисконтирования должна использоваться средневзвешенная стоимость капитала (Weighted Average Cost of Capital - WACC):

$$WACC = W_e \times K_e + W_d \times K_d \times (1 - Tax)$$

W_e - доля собственного капитала в структуре инвестированного капитала;

K_e - стоимость привлечения собственного капитала;

W_d - доля заемного капитала в структуре инвестированного капитала;

K_d - стоимость привлечения заемного капитала;

Tax - ставка налога на прибыль.

Дисконтированный период окупаемости проекта (D/P/B):

$$D/P/B = \min t, \text{ при котором } \sum_{t=1}^T CF_t \times (1+r)^t > IC$$

T - число периодов;

CF_t - денежный поток для периода t;

IC - общая сумма инвестиций в проект.

r - ставка дисконтирования, равная средневзвешенной стоимости капитала.

Внутренняя норма доходности проекта (Internal rate of return - IRR):

$$\sum_{n=1}^N \frac{FCFF_n}{(1+IRR)^n} = 0$$

n - номер прогнозного шага (для свободных денежных потоков);

N - количество лет в прогнозном периоде;

FCFF_n - свободный денежный поток по проекту в период n;

Tax

$$FCFF = EBIT \times (1 - \frac{Tax}{100}) - \Delta WC + NCD - ICF$$

EBIT - прибыль до вычета налога на прибыль и процентов (операционная прибыль);

Tax - ставка налога на прибыль;

ΔWC - изменение оборотного капитала (увеличение инвестиций в оборотный капитал);

NCD - амортизация основных средств, нематериальных и финансовых активов, изменение резервов, изменение отложенных налоговых обязательств, доходы/убытки от переоценки активов и пр.;

ICF - денежный поток от инвестиционной деятельности.

1. Входные данные (Денежный поток) /тыс.							
Период	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2055
Объем производства, тыс.м³							
Добыча газа	0	0	122	300	500	500	500
Цена							
Газ, /долл. США.\$	55	55	55	55	55	55	55
Доход							
Доход от продаж, /тыс.\$	0	0	6 710	16 500	27 500	27 500	27 500

Рисунок 17.1 – стоимость и объем продаж газа
[разработано авторами]

Расчет корпоративного подоходного налога тыс.долл.									
Период	2018	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2055
Объем продаж, тыс. \$	-	-	6 710	6 710	16 500	27 500	27 500	27 500	27 500
Общие операционные затраты	-	-	-	-	3 300	3 300	3 300	3 300	3 300
Амортизация	-	-	-	-	3 265	3 265	3 265	3 265	3 265
Общая прибыль/убыток	-	-	-	-	23 065	34 065	34 065	34 065	34 065
Ставка КПН	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%
Корпоративный подоходный налог	-	-	-	-	-	-	(6 813)	(6 813)	(6 813)

Рисунок 17.2 – расчет налогов с учетом действующих преференции
[разработано авторами]

Результаты расчета финансово-экономической модели подтверждают экономическую целесообразность реализации проекта добычи и транспортировки метана.

9. Риски реализации проекта и пути решения

а. Нестабильный дебит скважин

В процессе дегазации шахт наблюдается нестабильный дебит газовоздушной смеси, основные причины которого следующие:

- Используемые методы дегазации, отсутствие точных геологических моделей и подсчета баланса газа;
- Снижение темпов добычи угля приводит к снижению дебита газовоздушной смеси.

б. Обеспечение экономической надежности проекта

Стоимость товарного газа для конечных потребителей будет формироваться из следующих факторов:

- Поддержание рентабельного дебита газовоздушной смеси;
- Износ основных производственных фондов по дегазации угольных шахт;
- Отсутствие газотранспортной инфраструктуры.

с. Техногенные риски

- Взрывы и выбросы метана;
- Надежность планируемой инфраструктуры.

Результаты расчета финансово-экономической модели подтверждают экономическую целесообразность реализации проекта добычи и транспортировки метана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Добыча метана является стратегическим отраслевым направлением и соответствует Концепции развития «зеленой» экономики Казахстана.

В Казахстане прогнозируется долгосрочный высокий рост спроса на энергоносители, разработка запасов угольного газа представляется перспективным отраслевым направлением. Крупные, технически сложные и капиталоемкие проекты реализуются на основе все более сложных форм совместных предприятий, которые позволяют компаниям распределять связанные с проектом риски, совместно используя технологии и капитал.

Одним из важнейших факторов развития проекта добычи и транспортировки угольного метана являются безопасность труда шахтеров и экологическая безопасность. Данный проект предусматривает заблаговременную дегазацию угольных шахт, что позволяет значительно увеличить безопасность труда шахтеров. Также следует отметить, что в результате изменений в законодательной базе угледобывающие предприятия вынуждены перерабатывать газо-воздушную смесь, что говорит о рентабельности создания совместного предприятия с целью добычи и транспортировки угольного метана.

На действующих шахтах метан необходимо откачивать из подземных выработок в целях безопасности. Для этого используются мощные вентиляционные системы, которые прогоняют через шахту большой объем воздуха. Обеспечивая безопасность в шахтах, эти вентиляционные системы выбрасывают в атмосферу большое количество воздуха с крайне низким содержанием метана. На многих шахтах именно этот воздух является крупнейшим источником шахтного метана. На ряде действующих или заброшенных шахт метан выделяется из дегазационных систем, оборудованных вертикальными и/или горизонтальными дренажными штреками. Выбор наиболее оптимального определяется качеством метана, наличием тех или иных конечных пользователей и экономическими показателями проекта. Проекты утилизации шахтного метана могут предусматривать его подачу в газопроводы, сжигание в бойлерах вместе с другими видами топлива, использование для отопления шахты или района и сушки угля, использование в качестве автомобильного топлива, сжигание и использование на производстве или в промышленности. Более современные технологии позволяют окислять газо-воздушную смесь и получать полезную тепловую энергию для отопительных, холодильных или электрических установок.

Данный проект комплексно решает социально-экономические и экологические задачи и направлен на развитие экономики Республики Казахстан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 СН РК 3.05-01-2013 «МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ (с изменениями и дополнениями от 29.08.2018 г.)
- 2 СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 Мпа»
- 3 СТ РК ИСО 13623-2010 (ISO 13623-2009, IDT) «Промышленность нефтяная и газовая, Системы транспортирования по трубопроводам»
- 4 Постановление правительства РК № 1275 от: 05.12.2014 «Об утверждении Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года».
- 5 Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2008\года № 644 «О Концепции развития угольной промышленности Республики Казахстан на период до 2020 года».
- 6 Лутошкин Г. С., «Сбор и подготовка нефти, газа и воды», 1972.
- 7 Закиров С. И., Лапук Б. Б., «Проектирование и разработка газовых месторождений», 1974.
- 8 Кузьменко И.Ф., Рубцов А.И., Довбиш А.Л., Мельниченко А.А., Журнал «Технические газы», № 3, 2010.
- 9 Учебно-практическое пособие «Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов» «Инфра-Инженерия», Москва, 2006.
- 10 «Геолого-геофизическая технология детальной разведки угольно-метановых месторождений», ООО «Инновационные нефтегазовые технологии» 2014.
- 11 Коликов К.С., «Экология и безопасность разработки угольных месторождений», Горный институт НИТУ МИСиС.
- 12 «Методика подсчета запасов оценки ресурсов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого», ОАО «Газпромгаз»
- 13 НД Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила проведения экспертизы промышленной безопасности (Приказ РТН от 14 ноября 2013г. N 538).
- 14 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»
- 15 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- 16 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений (ОСТ 153-39.4-010-2002)

- 17 РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»
- 18 Кушев Г. Л., Карагандинский угленосный бассейн, [2 изд.], А.-А., 1963
- 19 <http://www.kaztransgas.kz/index.php/ru/>
- 20 «История успеха в разведке и добыче нефти ценой в \$50», Comcraft GTL
- 21 Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. 1990 г. – 762 с.
- 22 Скафтымов Н.А. Основы газоснабжения. 1975 г. – 343 с.
- 23 Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища. 2004 г.— 303 с.
- 24 Геология Карагандинского угольного бассейна, М., 1972; Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР, т. 9, кн. 1, М., 1973. В. Р. Клер
- 25 Черниязданов Ч.А., диссертация на тему: «Создание отраслевой компании по разведке и добыче угольного метана в Казахстане», 2018\
- 26 Материалы представленные компанией CSTEГ (Китайская Угольная Инженерно-технологическая корпорация).
- 27 Руководство по применению UniSim Design. 2012.
- 28 Материалы представленные компанией АрселорМиттал Темиртау

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Айтмукушевой Айзады Сериковны
Едил Асылбека Оралұлы
Сатбек Дияра Айдарұлы
Калыкберген Данияра Максутұлы
Садыкбекова Адилжана Нуржанұлы

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Транспортировка метана Карагандинского угольного бассейна

В дипломном проекте рассматривается актуальный вопрос выбора «голубого топлива». Подробно рассмотрена и изучена геология Карагандинской области. Выявлены и сравнены недостатки и преимущества двух видов топлива (угольного сырья и метана).

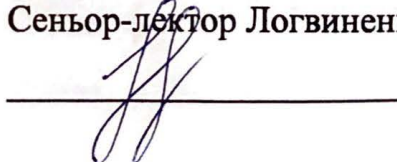
Также в дипломном проекте рассматривается Бесконтактная магнитометрическая диагностика трубопроводов, экологическая часть (актуальность и учет риска). Сравнены капитальные вложения и дальнейшая экономическая эффективность от применения предлагаемого варианта строительства трубопровода для транспортировки метана для дальнейшего его потребления.

В дипломном проекте выполнен гидравлический расчет газопровода; подбор оборудования для транспортировки метана, при параметрах, которые были вычислены в ходе гидравлического расчета; а также обоснование актуальности данного проекта.

При выполнении дипломного проекта Айтмукушева Айзада, Едил Асылбек, Сатбек Дияр, Калыкберген Данияр и Садыкбеков Адилжан проявили отличную командную работу и инициативу над дипломным проектом, показали достаточный уровень теоретических знаний, аналитических способностей и практических расчетов.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к дипломным проектам и рекомендуется к защите на получение степени «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель
Сеньор-лектор Логвиненко А.В.



«10» март 2019 г.

Ф КазНТУ 706-54-08. Отзыв

Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Транспортировка метана Карагандинского угольного бассейна_Айтмукушева А.С., Едил А.О.,.doc
Автор:	Айтмукушева А.С., Едил А.О., Сатбек Д.А., Калыкберген Д.М., САДЫКБЕКОВ А.Н.
Координатор:	Александр Логвиненко
Дата отчета:	2019-05-06 08:57:56
Коэффициент подобию № 1:	18,3%
Коэффициент подобию № 2:	11,0%
Длина фразы для коэффициента подобию № 2:	25
Количество слов:	8 923
Число знаков:	74 541
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершённых проверок:	22

! К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
Количество выделенных слов 14

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://www.globalmethane.org/documents/coal_fs_rus.pdf		108
2	URL_ http://mining-enc.ru/k/karagandinskij-ugolnyj-bassejn/		86
3	URL_ http://mining-enc.ru/k/karagandinskij-ugolnyj-bassejn/		62
4	URL_ https://investments.academic.ru/1386/%D0%A1%D0%B5%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA		51
5	URL_ http://www.gazprom.ru/f/posts/51/771468/metan.pdf		47
6	URL_ http://www.gazprom.ru/f/posts/51/771468/metan.pdf		47
7	URL_ http://www.gazprom.ru/f/posts/51/771468/metan.pdf		47
8	URL_ https://investments.academic.ru/1386/%D0%A1%D0%B5%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA		46
9	URL_ https://investments.academic.ru/1386/%D0%A1%D0%B5%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA		43
10	URL_ https://www.globalmethane.org/documents/coal_fs_rus.pdf		43

>> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	бекон.docx <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Сапар Бекмухамед	41 (5)
2	«Детский сад на 200 мест с плавательным бассейном в г. Атырау» <i>Satbayev University (И_АиС)</i>	Адеимов М повт 2. 652005152639119920	16 (1)
3	Пристройка здания библиотеки к главному учебному корпусу КазННТУ <i>Satbayev University (И_АиС)</i>	Алиаскар 924005138821090350.docx	10 (1)
4	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	7 (1)

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	https://investments.academic.ru/1386/%D0%A1%D0%B5%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA	550 (22)
2	http://mining-enc.ru/k/karagandinskij-ugolnyj-bassejn/	299 (12)
3	https://www.globalmethane.org/documents/coal_fs_rus.pdf	162 (3)
4	http://www.gazprom.ru/f/posts/51/771468/metan.pdf	141 (3)
5	http://www.vestipb.ru/doc/docum9_6.doc	130 (7)
6	http://www.gosthelp.ru/text/OST1533940102002Metodikao.html	62 (9)
7	https://snip.ruscable.ru/Data1/53/53486/index.htm	43 (4)
8	https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/245084/	36 (2)
9	http://filling-form.ru/dogovor/70086/index.html?page=27	29 (3)
10	http://www.adilet.gov.kz/ru/node/1175	22 (2)
11	https://rusochineniya.ru/vidy-prirodnogo-gaza-i-sposoby-ego-dobychi/	20 (1)
12	http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293775/4293775560.pdf	18 (2)
13	https://dwg.ru/lib/ri86	16 (1)
14	https://www.zakon.kz/4676951-utverzhdjena-koncepcija-razvitija.html	11 (1)
15	http://tolsklovar.ru/k1945.html	11 (1)
16	https://standartgost.ru/g/pkey-14293824362/%D0%9E%D0%A1%D0%A2_153-39.4-010-2002	5 (1)