

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА

Институт Дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Ақтымбаев Е.Қ.

Проект магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический исследовательский университет имени
К.И.Сатпаева

Институт Дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ
магистр

 М.К.Сыздыков
«04» мая 2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: «Проект магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил



Актымбаев Е.Қ.

Научный руководитель

канд. физ.-мат. наук, доцент

 М.А. Баймухаметов
«04» мая 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический исследовательский университет имени
К.И.Сатпаева

Институт Дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ
магистр



М.К.Сыздыков
2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающему Ақтымбаеву Ерасыл Қайратұлы

Тема: Проект магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»

Утверждена приказом ректора университета №497-п от «20» декабря 2018 г.

Срок сдачи законченной работы: «30» апреля 2019г.

Исходные данные к дипломному проекту: Р-7,4 МПа; протяженность -1487 км; коэффициент пропускной способности 0,5; пропускная способность- 10 млрд*м³

Перечень подлежающих разработке в дипломном проекте вопросов:

а)техничко-технологический раздел

б)специальная часть

в)экономическая часть

г) безопасность и охрана труда

д)охрана окружающей среды

Рекомендуемая основная литература: из 37 наименований

ГРАФИК

подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Специальная часть	22.04.19 – 27.04.19	
Экономическая часть	23.04.19 – 30.04.19	
Безопасность и охрана труда	22.04.19 – 29.04.19	
Охрана окружающей среды	28.04.19 – 30.04.19	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект)
с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	М.А. Баймухаметов канд.физ.-мат. наук, доцент	04.05.2019	
Специальная часть	М.А. Баймухаметов канд.физ.-мат. наук, доцент	04.05.2019	
Экономическая часть	М.А. Баймухаметов канд.физ.-мат. наук, доцент	04.05.2019	
Безопасность и охрана труда	М.А. Баймухаметов канд.физ.-мат. наук, доцент	04.05.2019	
Охрана окружающей среды	М.А. Баймухаметов канд.физ.-мат. наук, доцент	04.05.2019	
Нормоконтролер	М.А. Баймухаметов канд.физ.-мат. наук, доцент	04.05.2019	

Научный руководитель _____



М.А. Баймухаметов

Задание принял к исполнению обучающийся _____



Е.К. Актымбаев

Дата " _____ " _____ 2019 г.



Университет:	Satbayev University
Название:	Проект магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»_Актымбаев Е.К..doc
Автор:	Актымбаев Е.К.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-04-29 14:20:10
Коэффициент подобия № 1:	18,3%
Коэффициент подобия № 2:	6,9%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	10 323
Число знаков:	82 396
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершённых проверок:	7

! 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 9

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://danegnik.com/vrednye-factory-i-in-klassifikatsiya/		197
2	URL_ https://docplayer.ru/52606270-Ekologiya-ekonomika-informatika.html		92
3	URL_ http://kzgov.docdial.com/docs/28/index-269334.html?page=2		74
4	Anna P.docx M. Auezov South Kazakhstan State University (Агропромышленный факультет)	Анназ АП-16-2к	61
5	URL_ https://author24.ru/readywork/diplomnaya_rabota_bezopasnost_zhiznedeyatelnosti/350032/		42
6	URL_ http://danegnik.com/vrednye-factory-i-in-klassifikatsiya/		37
7	URL_ https://tekstil.org/5-18507.html		30
8	URL_ https://otherrefracts.allbest.ru/geology/00214963_0.html		29
9	URL_ http://www.lks.kz/storage/3/393cd1917a9507f5add294cbe7f15d5.docx		28
10	Документ из базы НЗУ 544a02a1-80bc-408c-9be6-06d5c0a80d1d.docx NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	на	26

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	Создание высокооктановых кислородсодержащих композиций на основе изобутил-трет-бутилового эфира Satbayev University (И_Х_И)	Булатова Дилгара Адельевна	33 (4)
2	Исследование методов обессоливания водонефтяных эмульсий на Павлодарском нефтехимическом заводе Satbayev University (И_Х_И)	Ибрагимов Назымжан Бурханжанович	30 (4)
3	Изучение влияния цеолитных катализаторов на выход α-олефинов при крекинге парафинов Satbayev University (И_Х_И)	Караулова Бахытгуль Казбековна	17 (3)
4	монография Поветкин В.В..docx Satbayev University (И_П_И)	Поветкин В.В., Ибрагимова З.А.	15 (1)

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз 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	Anna P.docx M. Auezov South Kazakhstan State University (Агропромышленный факультет)	Анназ АП-16-2к	66 (2)
2	Документ из базы НЗУ 544a02a1-80bc-408c-9be6-06d5c0a80d1d.docx NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	на	46 (4)
3	Изменение количественных параметров структурно-фазового состояния деформированной прокатом стали D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПММГ)	Айнабек Х.С. 14-ТФ-1	12 (2)

»

Количество
одинаковых
слов
(количество
фрагментов)

[illegible]

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Ақтымбаева Ерасыла Кайратулы

специальность 5B070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Проект магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»

Дипломный проект посвящен проекту магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент».

Дипломантом собран необходимый фактический материал по теме, который позволил ему изучить обоснование целесообразности и необходимости ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент», выполнить технико-технологическую часть, специальную часть, проанализировать экономическую эффективность, безопасность жизнедеятельности и охрану окружающей среды.

При выполнении комплексного дипломного проекта автор проявил необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень теоретической подготовки позволил ему справиться с задачей, поставленной перед ним.

На основании вышеизложенного дипломный проект рекомендуется к защите, а дипломант Ақтымбаев Ерасыл Кайратулы достоин присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 5B070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель
сениор-лектор
кафедры НИ
ИГиНГД им. К.Турысова,
канд. физ.-мат. наук,
доцент



Баймухаметов М.А.

«30» апреля 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект состоит из пяти частей.

В технико-технологическом разделе рассматриваются технологические решения по линейной части трубопровода. Приведены обоснования целесообразности и необходимости эксплуатации газопровода «Бейнеу-Шымкент».

В специальной части рассматривается вопрос по очистке полости газопровода, испытание газопровода на прочность и проверка на герметичность.

В экономической части рассматриваются вопросы капитальных вложений, общих инвестиционных затрат, источников финансирования газопровода. Произведены расчеты фонда заработной платы, амортизационных отчислений, фондоемкости, фондоотдачи, фондовооруженности.

Раздел охраны труда посвящен вопросам мониторинга состояния безопасности, мероприятиям по обеспечению техники безопасности для всего персонала.

В разделе охраны окружающей среды рассмотрены анализ загрязнения биосферы, организационные мероприятия и мероприятия по защите окружающей среды.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жоба бес бөлімнен тұрады.

Техника-технологиялық бөлімде сызықтық құбырының бөлімі жайында технологиялық шешімдер қарастырылған. “Бейнеу-Шымкент” құбырының қолданылуы маңыздылығын және орындылығының ақтаулары келтірілген.

Арнайы бөлімінде құбырдың шұңқырының тазалау сұрағы, құбыр күшінің сынауы және оның герметикалық күшінің тексерілуі қарастырылған.

Экономикалық бөлімде капиталдық салуларының, инвестициялық жалпы шығыстарының, құбыр қаржыландыруының дереккөзінің сұрақтары келтірілген.

Еңбекті қорғау бөлімі қауапсіздік жағдайлары мен барлық қызметкерлеріне техникалық қауапсіздік іс-шаралары сұрақтарына арналған.

Қоршаған ортаны қорғау бөлімінде биосфера ластануының талдау сұрақтары, ұйымдастырушылық және қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шаралар қарастырылады.

ANNOTATION

Present thesis project consists of five parts.

In the technical and technological section technological decisions on linear part of the pipeline are considered. Justifications of expediency and need of operation of the Beyneu-Shymkent gas pipeline.

In special part the question on cleaning of a cavity of the gas pipeline, test of the gas pipeline for durability and check for tightness is considered.

In economic part questions of capital investments, the general investment expenses, sources of financing of the gas pipeline are considered. Calculations of a wages fund, depreciation charges, capital intensities, capital productivity and capital-labor ratio are made.

The section of labor protection is devoted to questions of monitoring of a security status, actions for providing safety measures for all personnel.

In the section of environmental protection the analysis of pollution of the biosphere, organizational actions and actions for environment protection are considered.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение.....	9
1.	Технико-технологическая часть.....	10
1.1	Основание для проектирования магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент».....	10
1.2	Обоснование целесообразности и необходимости ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент».....	10
1.3	Обоснование времени и места реализации деятельности.....	12
1.4	Технологические решения по линейной части трубопровода.....	14
1.5	Укладка трубопровода.....	19
2	Специальная часть.....	21
2.1	Цель и назначение работы.....	21
2.2	Общие указания.....	21
2.3	Источники воды и анализ воды.....	22
2.4	Технология производства работ по проведению очистки полости и гидравлического испытания на прочность и герметичность.....	22
2.5	Гидравлическое испытание магистрального газопровода на переходах.....	23
3	Экономическая часть.....	25
3.1	Капитальные вложения в строительство магистрального газопровода.....	25
3.2	Общие инвестиционные затраты.....	25
3.3	Оборотный капитал.....	26
3.4	Источники и условия финансирования.....	26
3.5	Технико-экономические показатели проекта.....	27
3.6	Показатели экономической эффективности.....	29
3.7	Расчеты.....	31
4	Безопасность и охрана труда.....	32
4.1	Законодательство в области безопасности и охраны труда.....	32
4.2	Опасные и вредные факторы на магистральном газопроводе «Бейнеу-Шымкент».....	33
4.3	Мероприятия по безопасности и охране труда.....	36
5	Охрана окружающей среды.....	40
5.1	Цели и необходимость произведения экологической оценки на окружающую среду.....	40
5.2	Комплексная оценка воздействия на окружающую среду.....	41
5.3	Мониторинг воздействия на окружающую среду.....	43
5.4	Мероприятия по охране окружающей среды.....	44
	Заключение.....	49
	Список использованной литературы.....	50

ВВЕДЕНИЕ

В целях обеспечения энергетической безопасности республики, надежного газоснабжения потребителей южных регионов Казахстана и диверсификации экспорта казахстанского газа на основании Соглашения о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан – Китай между Правительствами Республики Казахстан и Китайской Народной Республики от 18 августа 2007 года в 2011 году началась реализация проекта «Строительство газопровода Бейнеу – Бозой – Шымкент».

Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» — крупнейший трубопроводный проект за историю независимого Казахстана призван сыграть важную роль в повышении энергетической безопасности государства.

Проектирование и строительство магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» обусловлено рядом причин, важнейшими из которых являются:

- транспортировка природного газа из западных регионов Казахстана, в южные регионы Республики – Кызылординскую, Южно-Казахстанскую, Жамбылскую, Алматинскую области и г. Алматы в целях обеспечения их потребностей в природном газе посредством использования схемы замещения, транспортируемого по системе газопроводов «САЦ» транзитного газа и подачи его в проектируемый газопровод «Бейнеу-Шымкент»;

- обеспечения возможности (при необходимости) подачи части объемов газа из ресурсов Республики Казахстан на экспорт в Китайскую Народную Республику посредством подключения газопровода «Бейнеу-Шымкент» к проектируемому газопроводу «Казахстан-Китай» в районе проектируемой компрессорной станции «Кереит»;

- повышение надежности газоснабжения южных областей Казахстана;

- укрепление экономической безопасности Республики Казахстан.

Трасса проектируемого газопровода «Бейнеу – Шымкент» пройдет по территории четырех областей Республики Казахстан: Мангистауской, Актюбинской, Кызылординской и Южно-Казахстанской. Начальным пунктом проектируемого газопровода определено место его предполагаемой врезки в существующую систему магистральных газопроводов «Средняя Азия Центр» - 4 и лупинг САЦ-4.

Протяженность проектируемого газопровода «Бейнеу – Шымкент» составит -1487 км, одновременно по трассе газопровода предусматривается установка компрессорных станций в количестве 5 шт.

Строительство газопровода «Бейнеу-Шымкент» является стратегически важным объектом.

1 Технико-технологический раздел

1.1 Основание для проектирования магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»

Проект «Строительство газопровода Бейнеу-Шымкент» разработан на основании:

1. Договора №698-5 от 16 октября 2008 г. Между МЭиМР РК и Консорциумом проектных компаний в составе АО «Казахский институт нефти и газа» и ТОО КАТЭК.
2. Технического задания на проектирование, выданное МЭиМР РК.
3. Технико-экономического обоснования строительства газопровода «Бейнеу-Бозой-Самсоновка» («Бейнеу-Шымкент»).
4. «Анализ и оценка существующего состояния и прогноз перспективных объемов потребления природного газа в Казахстане», (РГП «Институт экономических исследований» Министерства экономики и бюджетного планирования Республики Казахстан, 2007г.)
5. Технических условий на присоединения проектируемого газопровода Бейнеу-Шымкент к действующим МГ «Средняя Азия-Центр», «Бухара-Урал», «Бухарский газодорожный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» (исх. №2-80-4084 от 11.12.2008), выданный АО «Интергаз Центральная Азия».
6. Протокола совещания по вопросам согласования проектных решений в рамках технического задания к разработке проектно-сметной документации МГ «Бейнеу-Шымкент» от 11.12.2008 (МЭиМР РК, г.Астана).
7. Письма министра энергетики и минеральных ресурсов РК к премьер-министру РК, исх. №08-01-7222 от 28.08.2008.
8. Основные технико-технологические данные по существующей системе МГ «БГР-ТБА», представленные АО «Интергаз Центральная Азия», исх. № 2-61-4056 от 09.12.2008, исх. № 2-80-4046 от 06.12.2008.
9. Заключение Государственной вневедомственной экспертизы проектов КАЗСТРОЙКОМИТЕТА Республики Казахстан по Технико-экономическому обоснованию строительства газопровода «Бейнеу-Бозой-Самсоновка» («Бейнеу-Шымкент») № 2-172/08 от «23» мая 2008 г.

1.2 Обоснование целесообразности и необходимости ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент»

Проектируемая трасса газопровода «Бейнеу-Шымкент» предназначена для повышения надежности газоснабжения потребителей Южного Казахстана:

- транспортировки природного газа из западных регионов Казахстана, в южные регионы Республики – Кызылординскую, Южно-Казахстанскую, Жамбылскую, Алматинскую области и г. Алматы в целях обеспечения их

потребностей в природном газе посредством использования схемы замещения, транспортируемого по системе газопроводов «САЦ» транзитного газа и подачи его в проектируемый газопровод «Бейнеу-Шымкент»;

- обеспечения возможности (при необходимости) подачи части объемов газа из ресурсов Республики Казахстан на экспорт в Китайскую Народную Республику посредством подключения газопровода «Бейнеу-Шымкент» к проектируемому газопроводу «Казахстан-Китай» в районе проектируемой компрессорной станции «Кереит».

Необходимость строительства газопровода «Бейнеу-Шымкент» обусловлена:

- потребностью в обеспечении независимости потребителей южных регионов Казахстана от поставщиков газа из ближнего зарубежья;
- строительство и расширением объектов промышленности с целью укрепления экономики республики;
- необходимостью обеспечения газом потребителей Кызылординской, Южно-Казахстанской, Жамбылской, Алматинской областей и далее до города Алматы.

Поскольку других поставщиков газа в данном регионе нет, решить проблему газоснабжения без строительства трассы Бейнеу-Шымкент не представляется возможным.

Основной проблемой обеспечения газом южных областей РК являлось то, что на 90% в силу исторически сложившейся инфраструктуры поставки газа осуществляются из Республики Узбекистан. Однако, в зимний период при резком возрастании потребления газа в самой республике, даже без учета коммерческих проблем, возникающих из-за постоянного повышения цен на приобретение газа, ежегодно в осенне-зимние периоды происходят ограничения в поставках газа в южный регион.

Наиболее уязвимым является Алматинский регион, где традиционно сложилось наибольшее потребление газа, но из-за наибольшей удаленности по трассе с учетом того, что в зимний период производится интенсивный отбор газа в транзитной стране Кыргызстане, в регионе поставка и давление газа в наиболее холодные периоды снижаются до уровня, приводящим к чрезвычайным ситуациям.

При этом сокращение подачи природного газа в наиболее холодные периоды года вынуждают переводить, особенно теплоэнергетические объекты, на более дорогие виды энергоносителей, что в свою очередь ведет к повышению стоимости тепла и электроэнергии, а значит и к росту социальной напряженности. К примеру, себестоимость электрической энергии, производимой на Жамбылской ГРЭС при использовании топочного мазута вместо природного газа, возрастает более чем в 2,0 раза. Тем более, тенденция роста потребления электроэнергии в южном регионе предполагает, что в ближайшие годы с учетом ввода в эксплуатацию высоковольтной ЛЭП от Экибастузских ГРЭС возникает необходимость поставок газа на Жамбылский ГРЭС на постоянной основе.

1.3 Обоснование места и времени реализации деятельности

При выборе месторасположения трассы газопровода учитывалось рациональное использование земель, соблюдение технологии транспортировки газа, инженерное обеспечение, обеспечение безопасности населённых пунктов, промышленных, сельскохозяйственных предприятий, окружающей среды, а так же сохранение памятников истории, культуры, и природы.

Поэтому проектируемая траса газопровода и его линейные сооружения будут размещены в четырёх областях Республики Казахстан: Мангистауской, Актюбинской, Кызылординской и Южно-Казахстанской.

В административном отношении трасса проектируемого газопровода проходит по:

- Мангистауской области – Бейнеускому району;
- Актюбинской области – Байганинскому, Шалкарскому районам;
- Кызылординской области – Аральскому, Казалинскому, Кармакчинскому, Жалагашскому, Сырдаринскому, Шыилинскому, Жанакорганскому районам, территории подчиненной акимату г.Кызылорда;
- Южно-Казахстанской области – территории подчиненной акимату г.Туркестан, Ордабасынскому, Байдибека, Тюлькубасскому, Сайрамскому районам.

Примерная протяженность по землям областей следующая:

- Мангистауская область - 122 км;
- Актюбинская область - 244 км;
- Кызылординская область - 846 км;
- Южно – Казахстанская область – 272,5 км.

Территория под трассой газопровода общей протяженностью 1487 км, в том числе протяженность трубопровода-отвода от 1431 км до Кереит – 22,5 км.

Трасса газопровода начинается от КС «Бейнеу», расположенной в пределах юго-восточной части Прикаспийской низменности, затем, двигаясь в восточном направлении, проходит по северной периферии плато Устюрт, трасса проходит по юго-восточному краю песков Большие Барсуки и Бакандыкум.

После огибания северо-восточной окраины побережья Аральского моря трасса сворачивает на юго - юго-восток и после г.Арала пересекает массив песков Приаральские Каракумы. Следуя в этом направлении, газопровод следует по Туранской низменности. Затем переходит на правый борт Сырдаринской долины и, продолжая двигаться в юго-восточном направлении, проходит по равнине Дарьялыктаыр. После прохождения долины Дарьялыктаыр трасса газопровода идет по предгорной долине, примыкающей к отрогам хребта Каратау. Этот участок трассы газопровода, т.е. Шииле – Кереит в физико-географическом отношении достаточно сложный, т.к. при своем передвижении на юг трасса пересекает великое множество оросительных каналов, русел временных и постоянных водотоков, таких как Бесарык,

Коксарай, Икансу, Арыс-Туркестанский и Арыский каналы, рр.Баралдай и Арыс, Аксу.

Трасса газопровода заканчивается в районе КС Акбулак, отвод трассы газопровода доходит до КС Кереит.

От Бейнеу до п.Бозой трасса проходит по полупустынной местности. От п.Бозой до г.Казалы – песчаные массивы, иногда с редкой степной растительностью. От г.Казалы до п.Шыили трасса идет по степной местности, пересекаемой песчаными грядами. От п.Шыили до п.Кереит – в основном пахотные земли.

Источник газоснабжения в начальной точке подключения – двухниточный газопровод Бухара-Урал и магистральный газопровод «Средняя Азия-Центр» диаметром 1420 мм (САЦ-4 и лупинг САЦ-4).

Параметры трубопроводов:

- Газопровода Бухара-Урал - диаметр 1020 мм, проектное давление 5,4 МПа, давление на участке врезки 3,5 МПа, температура газа (зима/лето) 13/250С.

- САЦ-4 – диаметр 1420 мм, проектное давление 7,4 МПа, минимальное давление на участке врезки 4,9 МПа, температура газа (зима/лето) 22/370С.

- Лупинг САЦ-4 – диаметр 1420 мм, проектное давление 7,4 МПа, минимальное давление на участке врезки 4,9 МПа, температура газа (зима/лето) 22/370С.

Газопровод «Бейнеу-Шымкент» запроектирован для обеспечения газом Кызылординской, Южно-Казахстанской, Жамбылской и Алматинской областей РК.

Обеспечение газом Кызылординской области будет осуществляться путем сброса объемов газа в отводы к перспективным ГРС по всему маршруту газопровода.

Обеспечение газом Алматинской и Жамбылской областей РК предусматривается осуществлять путем сброса газа в проектируемый газопровод «Казахстан-Китай» (в проектируемую ДКС-5 «Кереит»).

Для подачи газа из газопровода Казахстан-Китай в систему МГ «БГР-ТБА» в районе Узунагаш предусмотрен отвод для обеспечения Алматинской области, в районе Акыртобе предусмотрен отвод для обеспечения Жамбылской области и для нужд Республики Кыргызстан.

Реализация данного проекта в пределах указанных областей предусматривается в две очереди строительства:

1-ая очередь строительства – производительность 5 млрд.куб.м. в год, в составе:

- строительство линейной части магистрального газопровода на участке «Бозой-Шымкент» с возможностью приема и закачки газа в ПХГ;

- строительство станционных сооружений КС «Бозой», включая установки очистки газа;

- строительство волоконно-оптической линий связи;

- строительство вспомогательных инженерных сооружений (ВЛ, ЭХЗ и др).

2-ая очередь строительства - производительность 10 млрд.куб.м. в год, в составе:

- строительство дополнительных компрессорных станций в соответствии с расчетом и обеспечением производительности - 10 млрд. куб.м в год;

- строительство вспомогательных инженерных сооружений (ВЛ, ЭХЗ и др);

- строительство системы автоматизации компрессорных станций и телемеханизации линейной части магистрального газопровода;

- строительство системы связи (ВОЛС, УКВ радиосвязь, телефонии, видеоконференции, диспетчерско-селекторной связи и оповещения);

- строительство системы видеонаблюдения и охранно-пожарной сигнализации.

1.4 Технологические решения по линейной части трубопровода

Общие сведения о газопроводе. Магистральный газопровод «Бейнеу-Шымкент» предназначен для:

- транспортировки природного газа из западных регионов Казахстана, в южные регионы Республики – Кызылординскую, Южно-Казахстанскую, Жамбылскую, Алматинскую области и г. Алматы в целях обеспечения их потребностей в природном газе посредством использования схемы замещения, транспортируемого по системе газопроводов «САЦ» транзитного газа и подачи его в проектируемый газопровод «Бейнеу-Шымкент»;

- обеспечения возможности (при необходимости) подачи части объемов газа из ресурсов Республики Казахстан на экспорт в Китайскую Народную Республику посредством подключения газопровода «Бейнеу-Шымкент» к проектируемому газопроводу «Казахстан-Китай» в районе проектируемой компрессорной станции «Кереит».

Магистральный газопровод состоит из односторонней линейной части и компрессорных станций.

Основные параметры проектируемого газопровода:

- Проектное давление – 7,4 МПа

- Общая протяженность газопровода Бейнеу-Шымкент – 1487 км

- Протяженность трубопровода Бейнеу-Акбулак Дн1016мм – 1464,5 км

- Протяженность трубопровода отвода от 1431км до Кереит Дн=1016мм – 22,5 км

Режим работы магистрального трубопровода непрерывный, круглосуточный 365 дней в году. С учетом коэффициента использования пропускной способности магистрального газопровода – 0,85, расчетное время работы трубопровода принимается равным - 310 суток в году.

Срок эксплуатации МГ - не менее 30 лет

Данный проект предусматривает 2 очереди строительства:

1-ая очередь строительства – производительность 5 млрд.куб.м. в год, в составе:

- 1) строительство линейной части магистрального газопровода на участке «Бозой-Шымкент» с возможностью приема и закачки газа в ПХГ;
- 3) строительство станционных сооружений КС «Бозой», включая установки очистки газа;
- 4) строительство волоконно-оптической линий связи;
- 5) строительство вспомогательных инженерных сооружений (ВЛ, ЭХЗ и др).

На рисунке – 1 изображена схема газопровода на 1 очередь строительства.

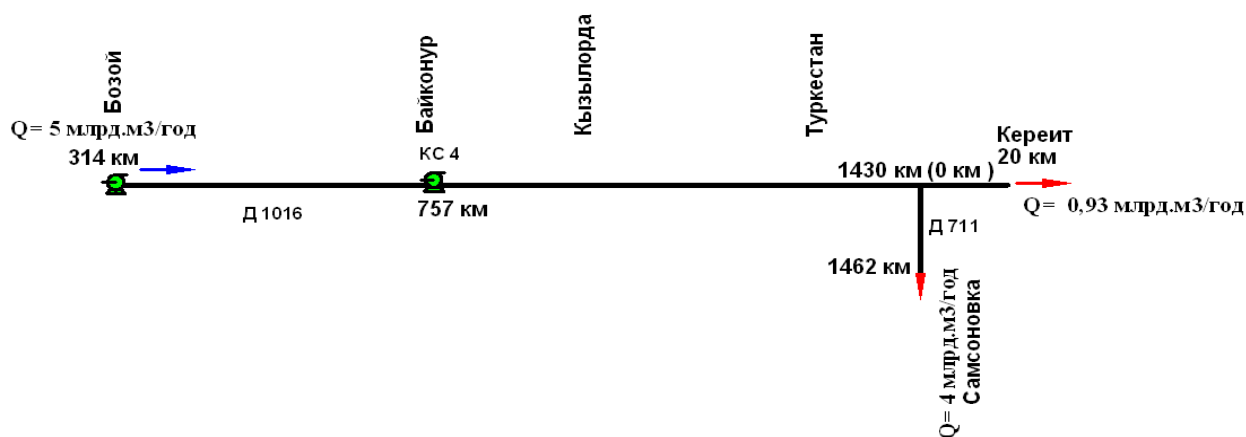


Рисунок 1 - Схема газопровода на 1 очередь строительства

2-ая очередь строительства - производительность 10 млрд.куб.м. в год, в составе:

- 1) строительство дополнительных компрессорных станций в соответствии с расчетом и обеспечением производительности - 10 млрд. куб.м в год;
- 2) строительство вспомогательных инженерных сооружений (ВЛ, ЭХЗ и др);
- 3) строительство системы автоматизации компрессорных станций и телемеханизации линейной части магистрального газопровода;
- 4) строительство системы связи (ВОЛС, УКВ радиосвязь, телефонии, видеоконференции, диспетчерско-селекторной связи и оповещения)
- 5) строительство системы видеонаблюдения и охранно-пожарной сигнализации

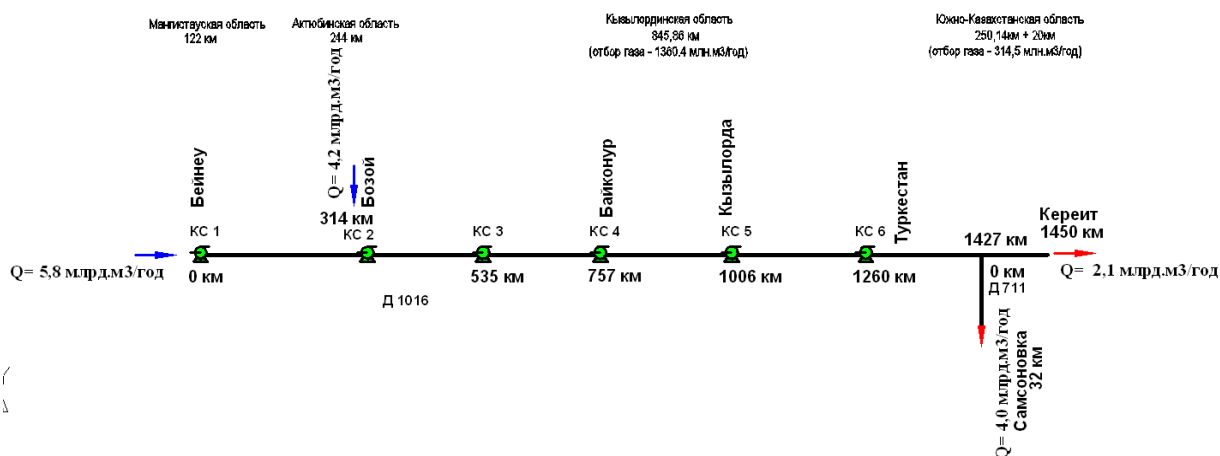


Рисунок 2 - Схема газопровода на 2 очередь строительства

Состав газа приводятся в следующей таблице:

Таблица 1 – Состав газа и их количество к объему

Наименование параметра	Количество
Состав газа в % к объему	
Метан CH_4	95,54
Этан C_2H_6	1,22
Пропан C_3H_8	0,3
Бутан и др. C_4H_{10}	0,1
Бутан и др. C_4H_{10}	0,08
Пентан и др. C_5H_{12}	-
Азот и редкие N_2	1,45
Углекислый газ CO_2	1,28
Сероводород H_2S	

Технологическое решение. Плотность газа $\rho=0,705 \text{ кг/м}^3$ при температуре 0 С и давлении 0,10132 МПа.

Низшая теплота сгорания $Q_p=7910 \text{ ккал/м}^3$.

Максимально – часовые расходы газа жилыми зданиями, а также по каждому объекту и в целом по поселкам приняты по данным заказчика, выданным в качестве исходного материала для проектирования.

Число станций катодной защиты, устанавливаемые на газопроводе, определяем из отношения длины газопровода к длине защищаемого участка одной станции катодной защиты.

$$n = \frac{22000}{4558} = 4,83 \approx 5.$$

Определяем критическое давление

$$P_{kp} = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{100} \times P_{kkipi} = \frac{96,6}{100} \times 4,65 + \frac{0,8}{100} \times 4,95 + \frac{0,7}{100} \times 44,1 + \frac{0,4}{100} \times 58,12 + \frac{0,5}{100} \times 44,01 + \frac{1}{100} \times 28,01 = 16,78 \text{ кг/кмоль} \quad (1.1)$$

Определяем критическую температуру смеси газа.

$$T_{kp} = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{100} \times T_{kkipi} = \frac{96,6}{100} \times 191,1 + \frac{0,8}{100} \times 305,5 + \frac{0,7}{100} \times 370 + \frac{0,4}{100} \times 425,2 + \frac{0,5}{100} \times 304,3 + \frac{1}{100} \times 126,1 = 191,1^\circ \text{K} \quad (1.2)$$

Выбор и обоснование трассы газопровода. Выбор маршрута проектируемого газопровода на местности выполнялся с соблюдением следующих критериев:

- протяженности маршрута, исходя из наличия географически закрепленных источников газа и потребителей газа;
- топографических и геологических условий местности;
- требований сейсмологических, археологических и геологических исследований
- соответствия техническому заданию;
- условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;
- максимально-возможным обходом запретных зон;
- требований нормативных документов РК.

Геология трассы газопровода приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Геология трассы газопровода

Километр маршрута	Наименование пунктов	Описание грунтов	Категория грунта	Длина, км
94,5	от Бейнеу до точки севернее Сор Сам ВО 108	Супесь песчанистая известковая Песок пылеватый известковый местами Суглинок легкий песчанистый, известковый Известняк-ракушечник глинистый, в кровле до 1,0м-выветрелый, трещиноватый	1	94,5
128,7	7 км от границы Мангыстауской области	Кора выветривания по коренным карбонатным породам – «гипсовая шляпа» Известняк-ракушечник глинистый, в кровле до 1,0м-выветрелый, трещиноватый	5	34,2

Продолжение таблицы - 2

Километр маршрута	Наименование пунктов	Описание грунтов	Категория грунта	Длина, км
167,05	Мог. Жинишке Актыубинской области ВО 108	Супесь песчанистая известковая Известняк-ракушечник глинистый, в кровле до 1,0м-выветрелый, трещиноватый	5	38,35
187,25	р-н пересечения с грунтовой дорогой и ВО 87	Суглинок легкий песчанистый, известковый. Мергель известково-карбонатный, в кровле до 1,0м выветрелый, трещиноватый. Местами Супесь песчанистая известковая Мергель известково-карбонатный, в кровле до 1,0м-выветрелый, трещиноватый	5	20,2
285,5	Между урочищами Узынтакыр и Аккулна	Кора выветривания по коренным карбонатным породам «гипсовая шляпа». Мергель известково-карбонатный, в кровле до 1,0м выветрелый, трещиноватый.	5	98,25
303,8	Вдоль газопровода Бухара-Урал	Суглинок легкий песчанистый Суглинок тяжелый песчанистый Суглинок легкий песчанистый	3	18,3
322,9	Район КС "Бозой"	Песок пылеватый Глина легкая пылеватая Песок пылеватый	1	19,1
407,3	Восточнее родника Дастан	Почвенно-растительный слой - 0,2 м представлен песком мелкозернистым. Песок мелкий, желтый, рыхлый, маловлажный. Суглинок лёгкий	1	84,4
716,95	Район пос. Енбекшиказах	Почвенно-растительный слой - 0,2 м. Песок мелкий, желтый, рыхлый, маловлажный Суглинок желто-зеленый, твердой консистенции Глина серо-зеленая, твердой консистенции, легкая, маловлажная, с прослоями 1-3 см кристаллического гипса 3-5 см в интервале прослойка мергеля 3.4-3.7 светло-серого, плотного, средней прочности,	3	309,65
0-853,4	Аксуат - р-н озера Караколь	Суглинок легкий пылеватый, коричневого цвета, твердой консистенции Песок мелкий, коричневого цвета, рыхлого сложения, маловлажный	1	136,45
853,4-974,1	Северней пос. Абай	Супесь пылеватая, коричневого цвета, твердой консистенции Песок пылеватый, коричневого цвета, рыхлого сложения, маловлажный	2	120,7

Продолжение таблицы - 2

Километр маршрута	Наименование пунктов	Описание грунтов	Категория грунта	Длина, км
974,1-1052,5	Севернее пос. Тартогай вблизи к. Сырыколь	Песок пылеватый, коричневого цвета, средней плотности, маловлажный. барханный	2	78,4
1052,5-1096,7	Р-н пересечения с кан. Бестамайский	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Песок мелкий, серовато-желтый, средней плотности, маловлажный Супесь, тяжелая, серовато-желтая, плотная, маловлажная, загипсованная, кристаллическим гипсом до 1-3%	3	44,2
1096,7-1097,3	Пос. Жаилма (Мырзатай)	Супесь легкая, переходящая в разнотравный песок с включением дресвы и щебня обломочных пород до 40-45%, на забое – скала	6	0,6
1097,3-1109,7	Вдоль дороги Кызылорда-Туркестан р-н руд. Шалкия	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Суглинок легкий, пылеватый, твердый с отдельными включениями гравия Галечник с супесчаным заполнителем Супесь твердая, с включением гравия до 10-15%, у забоя до 25-30%	1	12,4
1109,7-1166,9	Южнее поселка Берлик	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Супесь тяжелая, пылеватая, твердая, с гравием до 10-15%	1	57,2
1166,9-1175,9	Юго-восточнее Кызылмакташы	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Суглинок легкий, желтовато-серый, твердой консистенции, маловлажный Глина легкая, пылеватая, красная	1	9
1175,9-1192,4	Район пос. Старый Талап	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Супесь твердой консистенции, плотная с единичными включениями гравия и мелкой гальки	1	16,5
1192,4-1343,8	Южнее пос. Нура	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Песок мелкий, пылеватый Гравий с включением галек с супесчаным заполнителем до 40-45%	3	151,4
1343,8-1484	от пос. Нура до Акбулак	Почвенно-растительный слой - 0,2 м Суглинок лессовидный, легкий, желтовато-серый, твердой консистенции, с галькой Галечник мелкий, желтовато-серый с суглинистым заполнителем	3	140,2

1.5 Укладка трубопровода

Прокладка газопровода при выборе трассы предусматривается подземной с глубиной заложения до верха трубы не менее 1 метра с выполнением технической рекультивации земли.

В качестве мер по восстановлению верхнего слоя принято боронование с расчетом на последующий самозасев полосы строительства.

При увеличении почвенного слоя более 0.1м предусматривается технический этап рекультивации, а также при необходимости - биологическая рекультивация.

Для переезда через существующие газопроводы тяжелой техники при строительстве и в дальнейшем при эксплуатации предусматриваются временные и постоянные переезды. Предусмотрены переезды, ориентировочно через каждые 10км, учитывая существующие переезды (кроме участков прокладки газопровода по землям сельскохозяйственного использования). Определение количества и мест устройства переездов будет уточнено при разработке рабочих чертежей.

Перед началом строительства, выполняются геодезические работы по закреплению трассы строящегося газопровода на местности.

В зависимости от характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий, ширина траншеи по дну принята не менее 1,5D, ширина траншеи по дну на кривых участках принята равной двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках. Размеры траншеи см. № 698-5-01-02ТХ-010-А.

Упругий изгиб сваренного в нитку трубопровода выполняется непосредственно при его укладке в траншею по кривой рассчитанной проектом.

Объемы земляных работ при разработке траншеи определены по профилю траншеи со следующими габаритами: по низу траншеи – 1,53 м, по верху – 3,21 м, предполагаемая глубина заложения 1 м до верха трубы. На отдельных участках предусмотрена разработка влажного грунта.

Перед началом земляных работ на всем протяжении вдоль трубопровода на ширине не менее 3 м должна проводиться предварительная планировка полосы.

Сварка трубопровода производится на бровке траншеи. Ось свариваемого трубопровода, должна находиться не дальше 2м от бровки траншеи.

Укладочные работы следует выполнять преимущественно непрерывными поточными методами. На участках трассы, где предусматривается большое количество коротких технологических разрывов и углов поворота, монтаж следует производить методом последовательного наращивания из одиночных труб, непосредственно на дне траншеи, в соответствии с проектными решениями.

На участках, где присутствует вода, материал подсыпки укладывается после полного дренажа траншеи. Дренаж осуществляется в объеме и на

протяжении времени необходимом для подготовки подсыпки и прокладки трубопровода в траншее.

Засыпка траншеи линейной части производится непосредственно после монтажа трубопровода, укладке его в траншею и установки балластных грузов. Места установки запорной арматуры, тройников, отводов засыпаются грунтом после их монтажа.

С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода, необходимо принять ряд мероприятий:

- по всей трассе трубопровода углы поворота в вертикальной и горизонтальной плоскостях, компенсируют перемещения;
- после укладки трубопровода в траншею, грунт засыпки необходимо плотно утрамбовать.

На основании материалов изысканий, маршрут газопровода проходит в сейсмической зоне 6, 7, 8 баллов по шкале MSK-64.

Основные конструктивные решения по трубопроводу приняты с учетом сейсмических воздействий до 8 баллов. Категория трубопровода при прохождении по сейсмической зоне не регламентируется.

В данном проекте 9 балльные зоны отсутствуют, поэтому дополнительных мероприятий к газопроводу при подземной прокладке не предусматривается.

Газопровод пересекает активные тектонические разломы. Укладка подземная. Ширина траншеи 1.5 раза больше принятой номинальной ширины траншеи на обычных участках. На границах разломов предусмотрены Г-образные компенсаторы. Для перемещения трубопровода при движении земной коры, траншея полностью засыпается крупнозернистым песком. Во избежание попадания осадков в грунт обратной засыпки, что влечет промерзание его под воздействием отрицательных температур и жесткое защемление, в траншее над верхней образующей трубопровода 0.4м покрывается полиэтиленовой пленкой.

2 Специальная часть

2.1 Цель и назначение работы

Очистка полости и испытание газопровода на прочность и проверка на герметичность должны проводиться на основании требований:

- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
- СНиП III-42-80 «Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы».

Производство работ по очистке полости и испытание газопровода на прочность и проверке на герметичность разработано для проведения процедуры гидростатических испытаний магистрального газопровода, а именно:

- процедура по гидростатическому испытанию крановых узлов;
- процедура по гидростатическому испытанию переходов через преграды;
- процедура по гидростатическому испытанию линейной части газопровода.

Гидравлическое испытание газопровода производится с целью выявления дефектов и определения прочности и герметичности до заполнения трубопровода продуктом.

2.2 Общие указания

Руководство работами по испытанию осуществляет комиссия, которая назначается совместным приказом генерального подрядчика и заказчика или на основании совместного приказа их вышестоящих организаций. В состав комиссии входят представители:

- заказчика;
- организации ответственной за контроль и качество работ;
- эксплуатирующей организации;
- органов Госгортехнадзора ОУ ЧС.

Комиссия по испытанию участка газопровода назначается совместным приказом подрядчика и эксплуатационной организации.

Все члены комиссии, ИТР и рабочие, занятые на испытании газопровода должны изучить порядок проведения работ, знать правила техники безопасности и меры по оказанию первой до врачебной помощи пострадавшим.

Все лица, занятые испытанием, вне зависимости от ведомственной принадлежности, переходят в распоряжение комиссии и находятся в ее полном оперативном подчинении.

2.3 Источники воды и анализ воды

Подрядчик должен определить и согласовать источники забора воды и исследовать качество воды в лаборатории.

Вода, используемая для гидроиспытаний должна быть чистой, без ила и примесей.

В качестве источников воды для гидравлического испытания следует использовать естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища), пересекаемые строящимся трубопроводом или расположенные вблизи него.

При выборе источников должны соблюдаться следующие критерии:

- значение pH должно быть между 6 и 8 для воды, которая будет оставаться в участке сооружения более 8 дней;
- содержание солей не должно превышать 800 мг/л.

2.4 Технология производства работ по проведению очистки полости и гидравлического испытания на прочность и герметичность

Очистка полости осуществляется промывкой с пропуском очистного устройства. Промывка трубопровода водой совмещается с его наполнением. При промывке трубопровода перед очистными поршнями заливается вода в объеме 10% объема полости очищаемого участка. Скорость перемещения очистных поршней при промывке принимается не менее 1 км/ч (0,28 м/с).

Очистка полости переходов через водные преграды осуществляется промывкой водой с пропуском эластичных поршней-разделителей. Разрешается пропуск очистных и разделительных устройств через полнопроходную линейную арматуру. Перед пропуском очистных и разделительных устройств следует убедиться в полном открытии линейной арматуры

Испытанию подлежит магистральный газопровод Бейнеу-Шымкент, общая протяженность 1461 км. Прокладка подземная из труб по стандарту API 5L X70 с заводской изоляцией. Наружный диаметр 1016 мм, максимальное допустимое рабочее давление 7,4 МПа. Трубы прямошовные, толщина стенки – 11,9 мм, для I, II – категории, для III, IV категории – 15,9 мм. На участках переходов через железные и автомобильные дороги, существующие надземные и подземные коммуникации трубы приняты прямошовные с толщиной стенки 15,9 мм.

Гидравлические испытания проводятся в два этапа.

Первый этап:

- предварительное гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры;
- предварительное гидравлическое испытание участков В, I категории на переходах газопровода через водные преграды, автомобильные и железные дороги, линии электропередач.

Второй этап:

- испытание на прочность гидравлическим способом линейной части магистрального газопровода в составе с узлами, прошедшими первый этап испытания.

Второй этап испытания газопровода на прочность производится после полной готовности трубопровода – полной засыпки, очистки полости, установки арматуры.

При испытании трубопровода на герметичность испытательное давление принимают $P_{исп}=P_{раб}$.

Гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры

Гидравлическое испытание крановых узлов Ду 1016 мм должно производиться на трассе – на месте проектного расположения каждого узла.

Подготовка к испытанию крановых узлов ведется в следующем порядке:

- испытываемый узел очистить, промыть, калибровать;
- к концам монтажного узла приварить временные патрубки из труб длиной 6м со сферическими заглушками;
- на пониженном конце одного из приваренных патрубков смонтировать сливной патрубок с краном, а на повышенном – воздухоспускной патрубок и манометр;
- полностью открыть запорную арматуру кранового узла.

Вода в испытываемый узел подается из передвижной емкости с помощью опрессовочно - наполнительного агрегата. Персонал, емкость и агрегаты должны располагаться за охранной зоной.

Вода подается до тех пор, пока не появится в воздухоспускном кране.

После заполнения узла водой, необходимо произвести подъем давления в следующем порядке:

- при достижении давления, равного 2 МПа, необходимо прекратить подъем давления и осмотреть узел. Во время осмотра подъем давления в крановом узле запрещается;
- если дефекты не выявлены, продолжить подъем давления до испытательного на прочность.

Принципиальная схема предварительного гидравлического испытания кранового узла.

Крановый узел считается выдержавшим испытание, если при осмотре узла не будут обнаружены утечки.

После окончания гидравлического испытания воду из узла слить и временные патрубки с заглушками демонтировать. Вторым этапом испытания кранового узла будет проходить в составе линейной части трубопровода.

Расчет основных технологических параметров КС и толщины стенки газопровода.

1) Определение давления на нагнетательной линии КС:

$$P_H = P_{наг} \Delta P_{наг} \quad (2.1)$$

Где : $P_{\text{наг}}$ – давление на нагнетательной линии КС;
 $\Delta P_{\text{наг}}$ – потери давления на нагнетательной линии КС.

$$\Delta P_{\text{наг}} = \delta P_{\text{наг}} + \delta P_{\text{охл}} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{\text{наг}} = 0,11 + 0,06 = 0,17$$

$$P_{\text{н}} = 7,5 - 0,17 = 7,33$$

Степень сжатия в этом случае будет равна:

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{вс1}}} \quad (2.3)$$

Где: $P_{\text{вс1}} = P_{\text{вс}}$

$$\varepsilon = \frac{7,5}{3,04} = 2,467$$

2) Определение давления на всасывающей линии КС:

$$P_{\text{к}} = P_{\text{вс}} + \Delta P_{\text{вс}} \quad (2.4)$$

$$P_{\text{к}} = 3,04 + 0,12 = 3,16$$

3) Определение среднего давления в линейном участке газопровода:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{\text{н}} \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} \right) \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,33 + \frac{3,16^2}{7,33 + 3,16} \right) = 5,521$$

4) Определение средней температуры на линейном участке газопровода:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{кр}} + T_{\text{к}}}{2} \quad (2.6)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{279,7 + 298}{2} = 288,85$$

5) Определение средней температуры на линейном участке газопровода:

$$T_{\text{пк}} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot T_{\text{кри}} \quad (2.7)$$

Где a_i – объемная концентрация i -го газа в смеси;

$T_{кри}$ – критическая температура i -го газа в смеси;

$$T_{пк} = 0,9431 \cdot 190,65 + 0,02999 \cdot 305,25 + 0,00451 \cdot 368,75 + 0,000613 \cdot 407,15 + 0,000165 \cdot 460,95 + 0,00167 \cdot 430,35 + 0,01435 \cdot 126,05 + 0,00464 \cdot 304,25 = 194,166$$

$$T_{пк} = 194,166$$

6) Определение псевдокритического давления:

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot P_{кри} \quad (2.8)$$

Где $P_{кри}$ – критическое давление i -го газа в смеси.

$$P_{пк} = 0,9431 \cdot 4,74 + 0,02999 \cdot 5,04 + 0,00451 \cdot 368,754,49 + 0,000613 \cdot 3,7 + 0,000165 \cdot 3,39 + 0,00167 \cdot 8,05 + 0,01435 \cdot 3,39 + 0,00464 \cdot 7,54 = 4,742$$

$$P_{пк} = 4,742$$

7) Определение псевдокритических параметров в соответствии с законами технологического проектирования:

$$T_{пк} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}) \quad (2.9)$$

$$T_{пк} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,712) = 198,186$$

$$P_{пк} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{ст}) \quad (2.10)$$

$$P_{пк} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,712) = 4,742$$

8) Определение приведенной температуры:

$$T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{пк}} \quad (2.11)$$

$$T_{пр} = \frac{288,85}{194,166} = 1,488$$

9) Определение приведенного давления:

$$P_{пр} = \frac{P_{ср}}{P_{пк}} \quad (2.12)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{5,521}{4,742} = 1,164$$

10) Определение коэффициента сжимаемости:

$$Z_{\text{ср}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3} \quad (2.13)$$

$$Z_{\text{ср}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,164}{1 - 1,68 \cdot 1,488 + 0,78 \cdot 1,488^2 + 0,0107 \cdot 1,488^3} = 0,893$$

2.5 Гидравлическое испытание магистрального газопровода на переходах

Очистка полости трубопроводов:

- удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а также рыхлый поверхностный слой ржавчины и окалины с помощью ручных щеток и продувки сжатым воздухом, отдельно для каждой трубы и фасонной части до приварки ее в узел;
- промыть технологический узел с пропуском разделительного устройства.

Впереди разделительного устройства для смачивания и размыва загрязнений залить воду в объеме 10-15% объема полости очищаемого трубопровода.

Калибровка участка трубопровода – производится протаскиванием фанерного калибровочного диска.

Диаметр калибровочного диска $D_k = D_{\text{вн}} - 10 \text{ мм}$,

где D_k - диаметр калибровочного диска,

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр трубы по наименьшему значению.

$D_k = 1016 - 10 = 1006 \text{ мм}$

Установка камер, воздушников и дренажных штуцеров требует отключить испытываемый участок от смежных сферическими заглушками, смонтировать и испытать обвязочные трубопроводы наполнительного и опрессовочного агрегатов, смонтировать узлы приема и пуска поршней, на пониженном конце участка смонтировать дренажный патрубок с краном, а на повышенном – воздухопускной патрубок и манометр.

Заполнение водой и поднятие давления.

Вода в испытываемый узел подается из передвижной емкости с помощью наполнительного агрегата. После заполнения узла водой, необходимо выдержать 2 часа, для стабилизации температуры воды и удаления пузырьков воздуха. По истечении этого времени необходимо стравить собравшийся воздух из воздушников. Вентили, предназначенные для дренажа и выпуска воздуха закрыть.

Опрессовочным агрегатом поднять давление до 1/3 испытательного. Произвести осмотр. При осмотре повышение давления прекратить. После выдержки в течение 2-х часов давление снизить до рабочего и вновь осмотреть трубы. Затем поднять давление до испытательного на прочность.

Проверка на герметичность и освобождение трубопровода от воды.

Удаление воды из испытываемых участков газопровода производится самотеком в направлении от наиболее высоких точек к пониженным, затем, остатки воды удаляются пропуском поршня-разделителя, перемещаемого по трубопроводу под давлением воздуха.

С целью охраны окружающей среды следует отвести воду в специально подготовленные водоемы, снабженные водоотбойником для гашения струи вытекающей из трубопровода воды.

Результаты удаления воды следует считать удовлетворительными, если впереди поршня-разделителя нет воды, и он вышел не разрушенным.

Уточненные гидравлический и тепловой расчеты газопровода

1) Определение потерь на трение

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot K_3}{d} \right)^{0,2} \quad (2.14)$$

Где K_3 - эквивалент шероховатости, $K_3 = 0,03$, мм

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{20600568} + \frac{2 \cdot 0,03}{1,220} \right)^{0,2} = 0,04$$

2) Определение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2} \quad (2.15)$$

Где E – коэффициент гидравлической эффективности

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{0,04}{0,92^2} = 0,049$$

3) Определение конечного давления

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q_{\text{сyt}}^2 \cdot \Delta \cdot Z_{\text{cp}} \cdot T_{\text{cp}} \cdot l}{K^2 \cdot d^3}} \quad (2.16)$$

$$P_K = \sqrt{7,33^2 - \frac{19^2 \cdot 0,568 \cdot 0,049 \cdot 0,09 \cdot 286,869 \cdot 54}{105,08^2 \cdot 1,22^3}} = 6,354$$

4) Определение погрешности:

$$\left| \frac{6,271 - 6,354}{6,354} \right| \cdot 100\% = 1,3\%$$

Погрешность составила менее 5% - уточнений не требуется.

3 Экономическая часть

3.1 Капитальные вложения в строительство магистрального газопровода

Капитальные вложения в строительство магистрального газопровода определены согласно сметным расчетам исходя из объемных показателей, связанных со строительством газопровода, а также по проектам-аналогам и коммерческим предложениям возможных поставщиков.

Предполагаемые объемы капитальных затрат базируются на:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затратах на строительно-монтажные работы;
- прочих расходах.

Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что трубы и большая часть оборудования, материалов будет приобретаться за пределами Республики Казахстан. Общая сметная стоимость строительства газопровода «Бейнеу-Шымкент» определена в сумме 2 331,6 млн. долларов США (348 669 млн. тенге) с НДС.

Освоение капитальных вложений по годам строительства газопровода принято в соответствии с графиками строительства объектов:

I очередь строительства:

1 пусковой комплекс – строительство линейной части с протяженностью 1154км на участке «Бозой-Самсоновка» и компрессорного цеха №1 КС-1 «Бозой», включая 5 вахтовых поселков и ремонтно-эксплуатационных участков, УЗПОУ, УПОУ, ГИС и т.д. (2010-2011годы);

2 пусковой комплекс – строительство линейной части с протяженностью 311км на участке «Бейнеу-Бозой» включая РЭУ и ВП, УЗПОУ, УПОУ, ГИС и т.д. (2012-2013 годы).

II очередь строительства: строительство компрессорного цеха №2 КС-1 «Бозой», линейной КС-2 «Саксаульск», КС-4 «Тартогай», КС-3 «Байконыр», ДКС-5 «Кереит» и отвода на Кереит с протяженностью 22,505км (2014-2019 годы).

3.2 Общие инвестиционные затраты

Общие инвестиционные затраты складываются из капитальных вложений, направленных на строительство газопровода и начисленных процентов по кредитам, подлежащим к уплате в период строительства (капитализируемые проценты). Согласно налоговому законодательству РК вознаграждения за кредиты, полученные на финансирование строительства и подлежащие к уплате в период строительства, капитализируются (включаются

в стоимость объекта строительства) и амортизируются, начиная с момента эксплуатации.

Величина общих инвестиционных затрат согласно рассматриваемым схемам финансирования представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Общие инвестиционные затраты проекта

Доля заемных средств	Стоимость строительства с учетом влияния инфляции, млн.\$	Капитализируемые проценты, млн.\$	Итого общие инвестиционные затраты, млн.\$
100%	2 332	209	2 540
50%	2 332	104	2 436

3.3 Оборотный капитал

Оборотный капитал – денежные средства, выделенные для бесперебойного функционирования производства и постоянно находящиеся в его обороте.

В связи с тем, что расчеты потребности в оборотных средствах требуют большого объема исходной информации, объем оборотного капитала определен укрупненно, как определенный процент от производственных затрат за вычетом амортизационных отчислений. Норма оборотного капитала принята на уровне 20% согласно данным аналогичных действующих предприятий. Объем оборотного капитала на первый год эксплуатации газопровода определяется умножением нормы на годовой расход производства, а в последующие годы эксплуатации в связи с нарастанием производственных расходов с ростом объема транспорта газа и влиянием инфляции, путем перемножения нормы на разницу между годовыми производственными расходами текущего и предыдущего года.

3.4 Источники и условия финансирования

Согласно техническому заданию в качестве источника финансирования инвестиционных затрат по проекту рассматриваются следующие:

- средства Республиканского бюджета;
- заемные / привлеченные средства.

При оценке финансово-экономической эффективности приняты следующие схемы финансирования:

- 100% заемные средства;

-50% заемные средства, 50% средства, выделенные из Республиканского бюджета.

Для схем финансирования с привлечением заемных средств, приняты следующие условия согласно данным выполненного ТЭО:

- выплаты по займам производятся равными долями;
- срок выплаты основного долга – 20 лет;
- ставка кредитования 8,5% годовых;

-в период строительства газопровода принято предусматривать отсрочку выплат основного займа, а проценты за кредит, начисляемые в период строительства включаются в стоимость капитальных затрат на строительство.

3.5 Техничко-экономические показатели проекта

В таблице 4 приведен основные технико-экономические показатели строительства магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент», исходя из заданных схем финансирования.

Таблица 4 – Основные технико-экономические показатели на полную мощность газопровода при ежегодном и едином на весь период эксплуатации тарифе на транспорт газа

Наименование показателей	ЕИ	Значение показателей при схеме финансирования			
		100%заемные средства		50% заемные средства; 50%средства Республиканского бюджета	
		при ежегодном тарифе	при едином тарифе	при ежегодном тарифе	при едином тарифе
Объем транспорта газа	млрд.м3/год	8,7	8,7	8,7	8,7
Проектное давление	МПа	7,4	7,4	7,4	7,4
Протяженность газопровода	км	1 487	1 487	1 487	1 487
Диаметр трубы	мм	1016	1016	1016	1016
Толщина стенки	мм	11,9	11,9	11,9	11,9
Общий вес труб	тыс.тонн	474,3	474,3	474,3	474,3
Количество компрессорных станций	ед.	5	5	5	5
Количество агрегатов	ед.	18	18	18	18
- рабочий	ед.	12	12	12	12
- резервный	ед.	6	6	6	6
Единичная мощность ГПА	МВт	8,0	8,0	8,0	8,0

Продолжение таблицы – 4

Наименование показателей	ЕИ	Значение показателей при схеме финансирования			
		100%заемные средства		50% заемные средства; 50% средства Республиканского бюджета	
		при ежегодном тарифе	при едином тарифе	при ежегодном тарифе	при едином тарифе
Коэффициент компрессии	ед.	2,18; 2,25; 1,53; 1,57; 1,54; 1,81	2,18; 2,25; 1,53; 1,57; 1,54; 1,81	2,18; 2,25; 1,53; 1,57; 1,54; 1,81	2,18; 2,25; 1,53; 1,57; 1,54; 1,81
Собственные нужды и потери газа	млрд.м3/год	0,178	0,178	0,178	0,178
Сметная стоимость строительства с НДС	млн.тенге	348 669	348 669	348 669	348 669
Общие инвестиционные затраты	млн.\$	2 540	2 540	2 436	2 436
-стоимость строительства в долларах США (149,54 тенге)	млн.\$	2 332	2 332	2 332	2 332
-проценты по кредитам, подлежащие к уплате в период строительства	млн.\$	209	209	104	104
Среднегодовые эксплуатационные затраты	млн.\$	310	310	268	268
-производственные расходы без амортизационных отчислений	млн.\$	136	136	136	136
- амортизационные отчисления	млн.\$	74	74	70	70
- расходы периода	млн.\$	100	100	61	61
Удельные затраты на транспорт газа	\$/1000м3	49,8	49,8	41,6	41,6
Стоимость транспорта газа	\$/1000м3	97,5	97,5	76,0	76,0
Средневзвешенный тариф на транспорт газа	\$/1000м3/ 100км	6,56	6,56	5,11	5,11
Чистые денежные поступления	млн.\$	6 805	7 841	5 994	6 526

Продолжение таблицы – 4

Наименование показателей	ЕИ	Значение показателей при схеме финансирования			
		100%заемные средства		50% заемные средства; 50% средства Республиканского бюджета	
		при ежегодном тарифе	при едином тарифе	при ежегодном тарифе	при едином тарифе
- при ставке дисконта 10,5%	млн.\$	249	-126	816	654
- при ставке дисконта 11,5%	млн.\$	56	-337	660	484
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	11,8	10,0	18,6	15,7
Простой срок окупаемости	лет/года	8,5	11,4	5,5	7,5

3.6 Показатели экономической эффективности

Экономический анализ проводится путем определения соответствующих коэффициентов конверсии для денежных потоков, включая выгоду и общественные издержки, не включенные в финансовый анализ.

За основу берется финансовая модель проекта, которая корректируется для проведения экономической оценки. Экономический анализ состоит из следующих этапов:

- финансовые поправки на налоги/субсидии и прочие трансферты;
- поправки на дополнительные социальные эффекты;
- конверсия рыночных цен в расчетные цены.

Финансовые поправки на налоги/субсидии и прочие трансферты. Рыночные цены включают налоги и субсидии, а также некоторые трансфертные платежи, которые могут повлиять на относительные цены. Цены на входные ресурсы и выходную продукцию должны быть свободны от НДС и других косвенных налогов. В данном случае производится поправка на НДС и на социальный налог.

Поправки на дополнительные положительные и отрицательные эффекты, не учтенные в финансовом анализе. Предполагая, что снижение тарифа обернется прямой выгодой для конечного потребителя, эта разница становится доходом с точки зрения общества в целом. Для оценки данного эффекта рассчитывается дополнительный доход следующим образом:

1) рассчитываются минимальные тарифы для двух случаев:

- размер выбытий по инвестиционной деятельности участвует в расчете инвестиционных показателей, и должен покрываться поступлениями от операционной деятельности;

- размер выбытий по инвестиционной деятельности снижен на величину бюджетных средств, направленных на финансирование строительства газопровода, т.е. не участвует в расчете инвестиционных показателей.

2) рассчитываются доходы для двух случаев с использованием полученных минимальных тарифов;

3) определяется разница между рассчитанными доходами, которая и является полученным дополнительным доходом.

Конверсия рыночных цен в расчетные цены. В финансовой модели доходы, ввиду тарифного регулирования, не подлежат к влиянию инфляции. В экономической модели все денежные потоки принимаются в постоянных ценах (коэффициент инфляции равен нулю).

Значения показателей ENPV, ERR приводятся в таблице 5

Таблица 5 – Основные показатели экономической эффективности

Доля заемных средств	Экономический дисконтированный поток наличности (ENPV), млн.\$			Экономическая норма доходности (ERR), %
100%	При ежегодном тарифе	- при ставке Дисконта 10,5%	509	12,9
		- при ставке дисконта 11,5%	274	
	При едином тарифе	- при ставке дисконта 10,5%	134	11,0
		- при ставке дисконта 11,5%	-120	
50%	При ежегодном тарифе	- при ставке дисконта 10,5%	1 562	23,7
		- при ставке дисконта 11,5%	1 320	
	При едином тарифе	- при ставке дисконта 10,5%	1 371	19,8
		- при ставке дисконта 11,5%	1 113	

3.7 Расчеты

Таблица 6 - Эксплуатационные расходы

№ п.п	Статья затрат	тенге
1.	Фонд заработной платы	26715000
2.	Социальные отчисления	9563970
3.	Амортизация	5227380
4.	Электроэнергия	366238
5.	Охрана труда	4007250
6.	Прочие расходы	6397375
7.	ИТОГО:	52 277 207

Фондоемкость - это показатель использования основных фондов, выражается в тенге стоимости основных фондов, отнесенных к объему транспорта газа в натуральном выражении (тыс.м³):

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{\text{оф}}}{Q_{\text{тр}}} = \frac{170260000}{127619,94661} = 1334,12 \text{ тенге/тыс. м}^3 \quad (3.8)$$

Фондоотдача - это показатель, обратный фондоемкости: объем транспорта газа в натуральном выражении (м³), отнесенный на один тенге стоимости основных фондов:

$$\Phi_o = \frac{Q_{\text{тр}}}{\Phi_{\text{оф}}} = \frac{127619946,61}{170260000} = 0,75 \text{ м}^3/\text{тенге} \quad (3.9)$$

Фондовооруженность работников средствами труда определяется как отношение стоимости основных фондов к численности работников, занятых на ремонте участка газопровода:

$$\Phi_B = \frac{\Phi_{\text{оф}}}{N_p} = \frac{170260000}{31} = 5\,492\,258 \text{ тенге} \quad (3.10)$$

4 Безопасность и охрана труда

4.1 Законодательство в области безопасности и охраны труда

Законодательство в области безопасности и охраны труда основывается на Конституции Республики Казахстан – основном законе Республики Казахстан.

Трудовой кодекс – это кодифицированный законодательный акт о труде.

Целью трудового законодательства Республики Казахстан является правовое регулирование трудовых отношений и иных отношений, непосредственно связанных с трудовыми, направленное на защиту прав и интересов сторон трудовых отношений, установление минимальных гарантий прав и свобод в сфере труда.

Задачами трудового законодательства Республики Казахстан являются создание необходимых правовых условий, направленных на достижение баланса интересов сторон трудовых отношений, экономического роста, повышение эффективности производства и благосостояния людей.

Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности».

Технический регламент - это обязательный документ, который устанавливает требования, обеспечивающие безопасность продукции и технологических процессов (производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации).

Технический регламент определяет основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и устанавливает:

- классификацию пожаров и их опасных факторов, веществ и материалов, а также технологических сред по взрывопожарной и пожарной опасности; взрывоопасных и пожароопасных зон; строительных материалов по пожарной опасности; строительных конструкций и противопожарных преград; электрооборудования, наружных установок, зданий, сооружений и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности;

- требования пожарной безопасности к объектам хозяйствования различного назначения на всех стадиях их жизненного цикла; при проектировании городских и сельских поселений; проектировании и строительстве зданий и сооружений; к продукции.

Технический регламент «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями». Технический регламент устанавливает требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями, предъявляемые к процессам их проектирования, строительства и монтажа, реконструкции, ремонта.

4.2 Опасные и вредные факторы на магистральном газопроводе «Бейнеу-Шымкент»

Магистральные газопроводные системы представляют собой сложные технические объекты, осуществляющие транспортировку продукта под высокими эксплуатационными давлениями (до 7,4 МПа). В связи с этим газопроводы обладают повышенным риском возникновения различного рода аварийных ситуаций.

Так, опасность возникновения пожаров на линейной части магистрального газопровода, а также компрессорной станции определяется, прежде всего, физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности взрывается, воспламеняется и приводит к техногенной аварии, связанной с распространением пожара, включая человеческие жертвы и значительный экономический ущерб.

Для объектов транспорта газа степень их пожарной опасности зависит от особенностей технологического процесса, а именно:

- значительных объемов горючих газов в линейной и технологической частях трубопроводов;
- высокого значения показателей рабочего давления;
- большого количества горюче-смазочных материалов (турбинного масла), необходимого для работы газоперекачивающего агрегата.

К опасным физическим производственным факторам относятся движущиеся машины и механизмы; различные подъемно-транспортные устройства и перемещаемые грузы; незащищенные подвижные элементы производственного оборудования (приводные и передаточные механизмы, режущие инструменты, вращающиеся и перемещающиеся приспособления и др.); отлетающие частицы обрабатываемого материала и инструмента, электрический ток, повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов и др.

Вредными физическими производственными факторами являются повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; высокие влажность и скорость движения воздуха; повышенные уровни шума, вибрации, ультразвука и различных излучений — тепловых, ионизирующих, электромагнитных, инфракрасных и др. К вредным физическим факторам относятся также запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочих мест, проходов и проездов; повышенная яркость света и пульсация светового потока.

К психофизиологическим опасным и вредным производственным факторам относятся физические (статические и динамические) и нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов слуха, зрения и др.).

Опасным производством на КС считается весь технологический процесс, охватывающий очистку, компримирование, охлаждение газа и подачу его в

магистральный газопровод, поскольку газ перекачивается под большим давлением (7,4 МПа), а при смеси с воздухом в содержании от 5 до 15% образует взрывоопасную смесь.

В технологическом процессе обращаются следующие вещества: природный газ, конденсат, ГСМ, метанол. Конденсат и метанол относится к сильнодействующим ядовитым веществам (СДЯВ). Утечка СДЯВ приводит к заражению местности и токсическому поражению персонала КС. Транспортируемый природный газ на 91-95 % состоит из метана (таблица 7). Предельная допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м³ в пересчете на углерод.

Главная опасность природного газа связана с удушьем при недостатке кислорода. Это может происходить при большом содержании метана в воздухе, когда парциальное давление и удельное содержание кислорода резко уменьшается. Природные газы, содержащие сероводород, очень токсичны. Известно большое число молниеносных отравлений этими газовыми смесями. Освобожденный от сероводорода природный газ при концентрации в воздухе 20 % не дает токсического эффекта.

Таблица 7 - Компонентный состав газа

Компонентный состав, % об.	КС Бейнеу (САЦ-4, Лупинг САЦ-4)	КС «Бозой» (Бухара-Урал)
Метан	94,757	91,579
Этан	2,307	3,886
Пропан	0,300	1,356
Изобутан	0,036	0,231
Н-бутан	0,059	0,266
Изопентан	0,012	0,090
Н-пентан	0,015	0,068
Гексан	0,008	0,099
Азот	1,864	1,384
Углекислый газ	0,593	1,037
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³	0,002	0
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³	0,004	0
Массовая концентрация механических примесей, г/м ³	Отс.	Отс.
Температура точки росы по влаге	5,9	6,4

Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах.

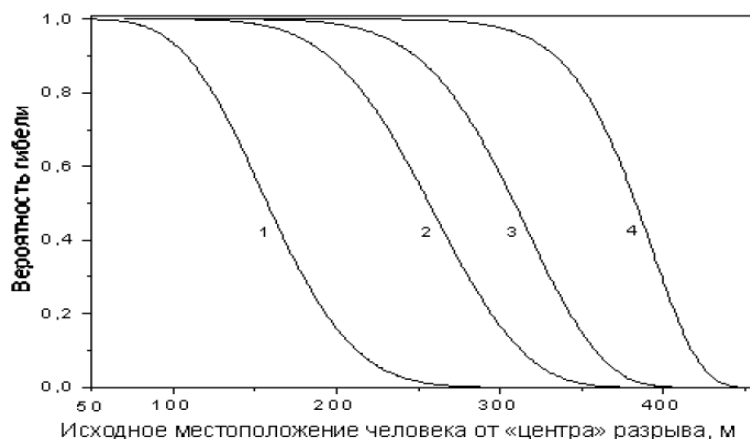


Рисунок 3 - Вероятность гибели людей при разрывах газопроводов с возгоранием газа при покидании ими зоны опасности со скоростью 2,5 м/с. (1 – Ду700 мм; $P=5,5$ МПа; 2 - Ду 1000 мм, $=5,5$ МПа; 3 - Ду 1200 мм; $=5,5$ МПа; 4 - Ду 1400 мм; $=7,5$ МПа)

Отличительной особенностью газопровода, как линейного источника опасности, является то, что поражение реципиента, находящегося на некотором расстоянии по перпендикуляру к оси газопровода, может произойти при возникновении «аварии в любой из точек некоторого участка влияния» ($-x_1; x_1$) (рисунок 4), где R_{100} , R_1 – радиусы зоны абсолютного, т.е. 100% поражения и зоны безопасности, т.е. 1% поражения).

На рисунке – 4 показана схема расчета вероятности поражения человека при аварии на магистральном газопроводе.

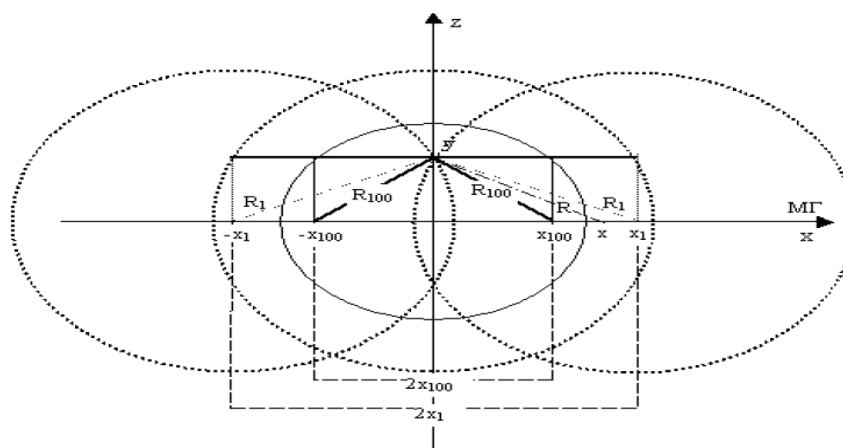


Рисунок 4 - Схема для расчета вероятности поражения человека при аварии на магистральном газопроводе. Влияние технологических характеристик магистральных газопроводов (комплекса $P \cdot D$ 2, где P – рабочее давление, D – диаметр) на границы зон безопасности. За единицу приняты значения зон безопасности для газопровода Ду 1400 мм, $= 7,5$ МПа [Седых А.Д., 2002]

4.3 Мероприятия по безопасности и охране труда

Защита от вредных и опасных производственных факторов обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер. При этом компетентность людей в области производственных опасностей и способов защиты от них — необходимое условие обеспечения их безопасности.

Основными целями и задачами при реализации проекта «Строительство газопровода «Бейнеу-Шымкент» в области системы управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (СУ ОЗТОС) являются:

- охрана здоровья и безопасность персонала и населения, проживающего в районах деятельности;
- достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современному состоянию развития науки, техники и общества;
- повышение промышленной и экологической безопасности производственных объектов, снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет повышения надежности, обеспечения безопасной и безаварийной работы технологического оборудования;
- создание и реализация эффективной системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности, охраны труда, здоровья и окружающей среды на объектах.

Для достижения поставленных целей и задач необходимо:

- принимать и реализовывать любые управленческо-производственные решения с обязательным учетом экологических аспектов и опасных факторов намечаемой деятельности, производимой продукции и оказываемых услуг;
- добиваться последовательного непрерывного улучшения характеристик и показателей воздействия осуществляемой деятельности, продукции и услуг на окружающую среду, персонал и население, а также использование природных ресурсов с ориентацией на современный уровень развития науки, техники и общества;
- обеспечивать обоснованную оценку производственных рисков, их страхование, разработку, реализацию и контроль мер по их снижению;
- добиваться постоянного улучшения качества окружающей среды в районах деятельности, влияющей на здоровье персонала и населения;
- осуществлять последовательное привлечение всего персонала к активному участию в работах по промышленной и экологической безопасности, охране труда и здоровья, ресурсосберегающей деятельности, внедрение мер стимулирования этого участия, а также централизованное обучение и повышение квалификации сотрудников в указанных областях.

Важнейшими условиями безопасной работы газопроводов являются следующие мероприятия, выполнение которых в процессе эксплуатации обязательно:

1. Соблюдение технологических параметров режима работы объектов.

2. Соблюдение правил, норм, положений, руководящих материалов по безопасному ведению работ.

3. Действенный контроль за утечкой газа, принятие мер по их немедленному устранению.

4. Разработка планов ликвидации возможных аварий, графиков оповещения ответственных лиц в свободное время, систематические тренировки обслуживающего персонала.

5. Знание обслуживающим персоналом технологической схемы, чтобы при необходимости (аварии, пожаре) быстро и безошибочно произвести требуемые действия.

6. Своевременное оснащение участников газоопасных работ соответствующей газозащитной аппаратурой, спецодеждой, спецобувью и предохранительными приспособлениями.

7. Трубопроводы и емкости высокого давления необходимо осматривать и проверять на плотность по графику, утвержденному руководителем предприятия, в соответствии с требованиями нормативных документов.

Санитарно-гигиенические условия труда работающих Комплекс объектов и сооружений компрессорных станции магистрального газопровода имеет санитарно-защитную зону, определенную расчетом и обеспечивающую минимальное воздействие производства на места проживания персонала и населения.

Мероприятия по смягчению воздействия на здоровье населения Для снижения воздействия уровня шума и вибрации на окружающую среду будут проведены меры по обеспечению нормативных требований:

- насосы, генераторы и прочее передвижное оборудование будут установлены на возможно отдаленном расстоянии от населенной местности и чувствительных экологических мест обитания;

- в нерабочие часы оборудование будет отключаться;

- строительные подрядчики должны максимально снизить уровень шума во время проведения любых работ в ночное время;

- установки вентиляционного оборудования на виброизолирующих основаниях в специальных помещениях с ограждающими конструкциями, обладающими необходимой звукоизоляцией;

- применения гибких вставок на всасывании и нагнетании вентиляторов с жестким закреплением присоединяемых концов воздухопроводов к строительным конструкциям;

- установка на приточных воздухопроводах шумоглушителей;

- фланцевые соединения выполняются с гибкими прокладками;

- ограничения скорости движения воздуха в магистральных воздухопроводах до 8 м/с, в ответвлениях в ответвлениях - до 5...6 м/с;

- ограничения скорости течения воздуха в просветах приточных и вытяжных решеток до 3 м/с.

Уровень шума и вибрации используемой строительной техники, соответствует установленным стандартным уровням, и способствует

уменьшению воздействия шума во время строительства. В процессе трудовой деятельности работники КС находятся под воздействием интенсивного шума, вибрации, дискомфортных микроклиматических условий, работают в условиях риска влияния на их организм повышенных концентраций вредных химических веществ, в сочетании с тяжелыми физическими и психоэмоциональными нагрузками, в связи с чем, проектом предусматривается комплекс защитных мероприятий, обеспечивающих достижение гигиенических нормативных уровней физических, химических и других вредных факторов на рабочих местах:

- Эксплуатацию и техническое обслуживание объектов компрессорной станции предусматривается осуществлять оптимальным штатом персонала. Принятые технические решения по автоматизации производства позволят свести к минимуму вмешательство персонала в производственные процессы.

- Снижение травматизма и вредного влияния непосредственного контакта персонала с окружающей средой будет достигнуто за счет использования средств индивидуальной защиты, спецодежды, перчаток, средств первой медицинской помощи и обучения правилам безопасного ведения работ и пожарной безопасности.

- Весь персонал должен будет пройти тщательное предварительное медицинское обследование и получить заключение о медицинской пригодности к предстоящей работе. В последующем персонал обязан проходить периодический медицинский осмотр в соответствии с требованиями приказа МЗ РК от 12.03.2004г. за № 243. При недомогании или отсутствии по причине болезни более одного дня допуск к работе выдается только после консультации с медперсоналом.

- Персонал должен будет пройти вакцинацию от всех рисков для здоровья и микропатогенных организмов крови.

- Персонал обеспечивается всеми необходимыми помещениями, оборудованием и средствами соблюдения личной гигиены, включая гардеробные, умывальные, уборные, душевые, прачечные (вода для хозяйственно-питьевых нужд будет отвечать требованиям санитарно-гигиенических правил и норм).

Персонал перед допуском на рабочие места:

- пройдет предварительный медицинский осмотр;
- пройдет инструктаж по безопасности и охране труда, пожарной безопасности;
- пройдет обучение по необходимой программе на данное рабочее место;
- пройдет аттестацию на рабочее место и при положительной аттестации получит допуск на рабочее место (процедура выдачи допуска будет охвачена программой проверки и инспекцией).

Мероприятия по безопасности и охране труда выполняются в соответствии с международными стандартами и законами РК и позволяют создавать безопасные условия труда.

5 Охрана окружающей среды

Цели и необходимость произведения экологической оценки на окружающую среду. Необходимость разработки «Оценки воздействия на окружающую среду» для проекта «Строительства газопровода «Бейнеу-Шымкент» в настоящее время устанавливается Экологическим кодексом РК № 212-II от 09.01.2007г. (с изменениями и дополнениями от 01.01.2009г.)

В соответствии со ст. 36 п. 3 Экологическим кодексом РК № 212-II от 09.01.2007г. оценке воздействия на окружающую среду подлежит перспективная деятельность проектируемых объектов в соответствии с требованиями данного документа. для проектирования, строительства, реконструкции и эксплуатации производственных объектов предусмотрены санитарно-эпидемиологические правила и нормы «Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов» утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 8 июля 2005г №334, где утверждены основные требования к размещению производственных объектов, технологическим процессам и оборудованию, производственным коммуникациям, рабочим местам.

Оценка воздействия на окружающую среду произведена в целях определения экологических и иных последствий строительства и эксплуатации газопровода «Бейнеу- Шымкент», разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов. Главной целью оценки воздействия является установление значимости определенных потенциальных воздействий, которые могут быть результатом выполнения проекта.

Предметом экологической оценки (оценки воздействия) является воздействие намечаемой деятельности на окружающую среду. Под воздействием понимаются те изменения в окружающей среде, которые полностью или частично являются результатом намечаемой деятельности. Прогноз и разработка мер по их смягчению являются одной из основных составляющих процесса экологической оценки. Систематическая, комплексная природа экологической оценки позволяет выявлять те воздействия, которые могут неадекватно учитываться стандартами, установленными для отдельных сред и источников воздействия, — прежде всего, не прямые и кумулятивные воздействия. С другой стороны, для того, чтобы такой систематический анализ был возможен, а результаты его применимы на практике, экологическая оценка должна быть сконцентрирована на наиболее важных, ключевых воздействиях. Воздействия в рамках экологической оценки рассматриваются не только с точки зрения их физической величины, но и с точки зрения их значимости для общества в целом, отдельных социальных групп и граждан.

5.2 Комплексная оценка воздействия на окружающую среду

Комплексная оценка воздействия включает в себя результат проведенного обзора состояния окружающей среды и ожидаемых воздействий на природную среду от намечаемой деятельности (включая трансграничные и кумулятивные воздействия). Комплексная оценка воздействия определяет также уровень экологического риска намечаемой деятельности (проекта). Экологический риск, согласно Экологического кодекса РК, это вероятность неблагоприятных изменений состояния окружающей среды и (или) природных объектов вследствие влияния определенных факторов. Экологический риск реализации проекта может быть связан, как с природными, так и техническими (технологическими) параметрами.

Таблица 8 - Воздействие на природную среду

Компоненты Факторы воздействия	Атмосферный воздух	Геологическая среда	Поверхностные воды	Подземные воды	Земельные ресурсы и почва	Животный мир	Растительный мир	Комментарии возможных воздействий
Период строительства								
Обустройство полевого лагеря	2	1			1	3	3	Выбросы ЗВ, беспокойство животных, уничтожение растительности
Земляные работы	2	1			2	3	3	Выбросы ЗВ, изъятие земель под строительство, нарушение почвы, шум
Строительство линейной и технологических частей газопровода	2	1	2	1	2	3	3	Выбросы ЗВ, шум, световое воздействие, беспокойство животных, уничтожение растительности
Испытание трубопроводов		1	1	1		1	1	Сбросы воды на рельеф
Прокладка воздушных линий электропередач	2	1			1	2	3	Выбросы ЗВ, нарушение почвы

Продолжение таблицы - 8

Управление отходами	1		1	1	1	1	1	Отходы 1 и 4 класса сдаются на переработку и утилизацию, 5 класс отходы размещение на полигонах ТБО
Эксплуатация подъездных дорог	2		1		1	3		Выбросы 3В, беспокойство животного мира шумом и вибрацией
Жизнедеятельность строительных бригад (полевого лагеря)	2		1	1	1	1		Выбросы 3В, сброс сточных вод, беспокойство животных
Сумма баллов	13	5	6	4	9	17	14	Незначительное Ограниченное
Период эксплуатации								
Эксплуатация трубопроводов	1	1	1	1	1	1	1	Выбросы 3В, небольшие разливы масла и топлива, внедрение сорной растительности, беспокойство животных шумом
Эксплуатация сооружений (КС и др.)	2	1		1	1	2	1	Выбросы 3В, нарушение почвенного покрова
Эксплуатация дорог	2	1			1	2	2	Выбросы 3В, сброс сточных вод, беспокойство животных
Управление отходами	1			1	1	1	1	
Сумма баллов	6	3	1	3	4	6	5	Незначительное

Кумулятивные воздействия. Целью оценки кумулятивного воздействия является определение источников загрязнения, которые сами по себе не могут оказать воздействие, но в комплексе с воздействием прошлых, текущих или обоснованно предполагаемых будущих работ, могут привести к более значимому воздействию.

Теоретически возможное негативное кумулятивное воздействие на природную среду при штатном режиме работ может появиться при:

- выбросах загрязняющих веществ в атмосферу;
- физическом присутствии производственных объектов в сочетании с фактором беспокойства;
- периодической или постоянной потери среды обитания на участках, где отмечаются долговременное или часто повторяющееся воздействие.

Атмосферный воздух. Ожидаемое негативное кумулятивное воздействие на атмосферный воздух можно оценить, как возможное повышение фонового уровня загрязняющих веществ около КС, которые будут расположены вблизи других источников загрязнения атмосферного воздуха. В качестве возможного кумулятивного (глобального) воздействия на природную среду от данного Проекта, можно отметить также влияние на климат посредством выбросов парниковых газов. Эмиссия парниковых газов от объектов МГ будет незначительная, по сравнению с выбросами парниковых газов Республики Казахстан.

Почвенно-растительный покров. Воздействие на почвенно-растительный покров при строительстве на участках пересечения и/или примыкания к существующей инфраструктуре (например к существующим трубопроводам) вызовет эффект кумулятивного воздействия на нарушенный ранее почвенно-растительный покров. И происходящие на этих участках в настоящее время процессы восстановления почвенно-растительного покрова будут осложнены при новом строительстве, что замедлит процесс реабилитации территории. Строительство в будущем промышленных объектов третьих сторон в зоне воздействия МГ, также может повлечь за собой повторное нарушение восстанавливаемых участков.

Животный мир. Указанные выше возможные кумулятивные воздействия одновременно скажутся и на условиях обитания представителей животного мира на этих участках.

Трансграничное воздействие

Учитывая, что расстояние ожидаемого воздействия на окружающую природную среду при эксплуатации МГ «Бейнеу – Шымкент» не превысят 10 км (санитарные разрывы) от объектов газопровода, то при реализации данного проекта трансграничного воздействия не ожидается.

5.3 Мониторинг воздействия на окружающую среду

Производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий - наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;

- мониторинг воздействия - оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности.

На качество атмосферного воздуха влияют как природные условия, так и антропогенные факторы (поступление в атмосферу загрязняющих веществ от промышленных предприятий и транспорта). Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу напрямую зависит от уровня развития промышленного производства. Распределение промышленных выбросов в атмосферу по территориям рассматриваемых областей крайне не равномерное, в основном выбросы ЗВ сосредоточены в крупных промышленных районах (в местах добычи, переработки, транспортировки нефти, газа и др. полезных ископаемых).

В суммарном объеме валовых выбросов от стационарных источников основная доля приходится на выбросы газообразных и жидких веществ – 84 – 96 % и только 4,5 – 8 % приходится на твердые вещества. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу являются: сажа, окислы серы, азота, оксид углерода (продукты выделения при сжигании газа в котлах, печах, газокompрессорах, на факелах), углеводороды (продувки

газопроводов, недожег жидкого и газообразного топлива в печах и факелах, испарение нефтепродуктов), пыль (операции хранения, перегрузки и транспортировки сыпучих материалов).

5.4 Мероприятия по охране окружающей среды

Для снижения отрицательного воздействия на водные объекты в период строительства, проектом предусматриваются и рекомендуются к исполнению природоохранные мероприятия. Мероприятием по охране окружающей среды является комплекс технологических, технических, организационных, социальных и экономических мер, направленных на охрану окружающей среды и улучшение ее качества. Мероприятия по охране окружающей среды осуществляются за счет: бюджетных средств; собственных средств природопользователей; иных источников, не запрещенных законодательными актами Республики Казахстан. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды утвержден Приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 24 апреля 2007 года № 119-п Об утверждении Типового перечня мероприятий по охране окружающей среды. Плата за эмиссии в окружающую среду, осуществляемая природопользователями в пределах нормативов, определенных в экологическом разрешении, взимается согласно перечню загрязняющих веществ и видов отходов, утверждаемому Правительством Республики Казахстан. Расчет платы за загрязнение окружающей среды в результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников, а также от хранения отходов проводится в соответствии с «Методикой расчета платы за эмиссии в окружающую среду» утв. Приказом Министра ООС РК № 124-П от 27.04.2007г. Для определения платы за выбросы от передвижных источников используется «Методика определения платежей за загрязнение атмосферного воздуха передвижными источниками», Астана, 2005.

В целях сокращения эмиссий в окружающую среду (ст. 105 Экологического кодекса РК) Правительством Республики Казахстан могут быть введены рыночные механизмы путем установления лимитов и квот на эмиссии в окружающую среду и утверждения порядка торговли квотами и обязательствами на сокращение эмиссии в окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главным результатом строительства газопровода «Бейнеу-Шымкент» стало полное обеспечение потребностей населения южных регионов, социальной сферы и предприятий других отраслей страны за счет собственных ресурсов природного газа.

На сегодняшний день магистральный газопровод «Бейнеу-Шымкент» крупнейший трубопроводный проект за историю независимого Казахстана, играет важную роль в повышении энергетической безопасности государства. Проектирование газопровода стало стратегически важной задачей, в решении которой приняли участие высококвалифицированные кадры.

Возведенный газопровод – это стратегический проект, направленный на обеспечение Юга Казахстана отечественным природным газом. В целях его успешной реализации намеревается в полной мере использовать потенциал казахстанских поставщиков и производителей. Приоритет будет отдаваться именно им.

В ходе строительства и эксплуатации создается тысячи новых рабочих мест, а также происходит содействие развитию различных отраслей экономики страны.

Строительство и эксплуатация газопровода оказало макроэкономический и социальный эффект для ряда регионов Казахстана, привело к дополнительным инвестициям в социальную сферу и производство. В перспективе по газопроводу будет осуществляться экспорт природного газа в Китай, что обеспечит приток в страну дополнительных финансовых поступлений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Абдулин А.А., Паталаха Е.И. Геодинамика земной коры Казахстана, 1980.176 с.
- 2 под ред. Абдулина А.А. Справочник. Месторождения нефти и газа Казахстана. М. 1993г.
- 3 под ред. Абдуллина А.А., Беспаетова Х.А. и др. Справочник «Месторождения золота Казахстана». Алматы. 1996-1997г.
- 4 под ред. Абдуллина А.А., Беспаетова Х.А. и др. Справочник «Бассейны и месторождения горно-химического сырья Казахстана». Алматы. 1998г.
- 5 Айкимбаев А.М. и соавт. Справочник инфекционных болезней. Алматы, 2001.
- 6 Аладин И.С. Плотников. Современная фауна остаточных водоемов, образовавшихся на месте бывшего Аральского моря. Труды Зоологического института РАН Том 312, № 12, 2008, с. 145–154
- 7 «Аральское море. Проблемы и пути их решения. Информационный экологический бюллетень. Алматы, 2001 г, стр. 142-167.
- 8 Археологическая карта Казахстана, Алма-Ата, 1960.
- 9 Аубакиров С.А., Хамзин С.Х. Карантинные и зоонозные инфекции.
- 10 Афанасьев А.В. Зоогеография Казахстана. Алма-Ата, 1960, 260 с.
- 11 Беспалов В.Ф. Тектоническая карта Казахской ССР и прилегающих территорий союзных республик масштаба 1:1500000. Алма-Ата: Наука, 1975. 160 с.
- 12 Борсук Б.И. Геосинклинальный и платформенный этапы развития Казахстанской складчатой области //Русская и Сибирская платформы и их обрамление. Москва: Наука, 1963. Вып.14. С. 58-68.
- 13 Бочкарев В.П. и др. Опасные геодинамические процессы на территории Казахстана. Кокшетау, 2004.
- 14 Брагин Е.А., Брагина Т.М. Отряд гусеобразные – Anseriformes //Фауна Наурзумского заповедника. Костанай, 2002. С. 17-19. Соломатин А.О. Динамика численности гусей и казарок в Северном Казахстане // Бюллетень МОИП. 1970. Отд. биол. 76(1). С. 89-99.
- 15 Брушко З. К. Ящерицы пустынь Казахстана. Алматы, 1995, 232 с.
- 16 Бутовская Е.М., Захарова А.И., Иодко В.К. и др. Сейсмичность Узбекистана. Приташкентский и Южный сейсмические районы. Центральная часть Чаткальского хребта. Вып.2 Ташкент. 1964.
- 17 Вислогузова А.И. и др. Рельеф Казахстана, Алма-Ата, «Гылым», 1991.
- 18 Вредные химические вещества. Углеводороды. Справочник. Под редакцией В.А.Филатова, Ленинград, 1990.
- 19 Волож Ю.А. Осадочный бассейн западного Казахстана. Докторская диссерт. в форме научного доклада, Москва, 1991. 54 с.
- 20 ВОН ВК 4-90 «Инструкция по подготовке и работе систем хозяйственно-питьевого водоснабжения в ЧС». - М, 2002.
- 21 Газлийские землетрясения 1976 и 1984 гг. Ташкент, 1986. С. 94-105.

22 Геология СССР, т. XL Южный Казахстан, ред. Есенов Ш.Е., «Недра», Москва, 1971.

23 Геология СССР, т. XXI Западный Казахстан, ред. Яншин А.Л., «Недра», Москва, 1970.

24 Гигиенические нормативы уровней шума и инфразвука в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Утверждено Приказом МЗРК 03.12.04. № 841.

25 Гигиенические нормативы уровней шума на рабочих местах. Утверждено Приказом МЗРК 24.03.2005 № 139.

26 Грачев Ю.А., Бекенов А.Б.. «Состояние популяций и перспективы сохранения сайгака в Казахстане

27 Демографический ежегодник Казахстана. Астана-2008г.

28 Джакишев М. Радиационная обстановка на территории Республики Казахстан. www.nuclea.kz

29 Долгушин И.А. Орнитогеографическое районирование Казахстана // Мат-лы к совещ. по вопр. зоогеогр. суши. Львов, 1957. С. 34-36.

30 Долгушин И.А. Птицы Казахстана. Т. 1. Алма-Ата, 1960. 467 с.

31 Ежегодник «Регионы Казахстана». Астана- 2008г.

32 Ежемесячный информационно-аналитический журнал «Социально-экономической развитие РК». Астана-2009г.

33 Ежемесячный информационно-аналитический журнал «Социально-экономической развитие РК и его регионов». Астана-2009г.

34 Емельянов А.Ф. Предложения по классификации и номенклатуре ареалов//Энтомолог. обзор. Т. 53, вып. 3. 1974. С. 497-522. Крыжановский О.Л.

35 Ерохов С.Н. Серый гусь в Казахстане: распространение, численность и основные стадии годового биологического цикла // Казарка. Бюлл. Рабочей группы по гусеобразным Северной Евразии. № 9. М., 2003. С. 103-138.

36 Жунусова М. "О состоянии окружающей среды бассейна Аральского моря". Министерство экологии и природных ресурсов Казахстана. Алматы, 1997г.

37 Зайцев Ю.А. Эволюция геосинклиналей (овальный концентрически зональный тип). Москва: Недра, 1984. 208 с.