

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

Паншаев Н.М. Ергентай Д.С. Аралбай А.Е.

На тему «Увеличение пропускной способности газопровода Казахстан - Китай»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

специальность 5В070800- Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой НИ
_____ М.К. Сыздыков
«___» _____ 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему «Проект»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил: Паншаев Н.М., Ергентай Д.С., Аралбай А.Е.

Научный руководитель
К.т.н., сениор-лектор
_____ Т.И. Иргibaев
«___» _____ 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ

_____ М.К. Сыздыков

«___» _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающему Паншаев Н.М. Ергентай Д.С. Аралбай А.Е.

Тема: «Увеличение пропускной способности газопровода Казахстан - Китай»

Утверждена приказом ректора университета № _____ от « 28 » января 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта: _____ «15» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: *Общая протяженность газопровода – 1302,75 км, средний диаметр трубопровода - 1220 мм, средняя толщина стенки трубопровода – 12 мм, проектное давление 5,5*

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекта вопросов: _____

а) Техничко-технологическая часть; б) Расчетная часть; в) Техничко-экономическая часть; г) Безопасность и охрана труда; д) Охрана окружающей среды.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): 1) Ситуационный план трассы газопровода; 2) Генплан КС; 3) Технологическая схема КС; 4) Технологическая схема газопровода; 5) Установка катодной защиты; 6) Сводная таблица технико-экономических показателей.

Рекомендуемая основная литература: из 17 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть		
Расчетная часть		
Технико-экономическая часть		
Безопасность и охрана труда		
Охрана окружающей среды		

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор		
Расчетная часть	Иргибаев Т.И.,		
Технико-экономическая часть	к.т.н., сениор-лектор		
Безопасность и охрана труда	Иргибаев Т.И.,		
Охрана окружающей среды	к.т.н., сениор-лектор		
Нормоконтроль	Иргибаев Т.И.,		

Научный руководитель _____ Т.И. Иргибаев

Задание принял к исполнению обучающийся _____

Дата " ____ " _____ 2019 г.

АНДАТПА

Диссертациялық жұмыста магистральдық газ құбыры туралы негізгі ақпарат, газ құбыры орналасу аумағындағы топографиялық деректер, ағын схемасы, сондай-ақ газ құбырының техникалық сипаттамалары берілген.

Қазақстан-Қытай газ құбырының технологиялық шешімдері ұсынылған. Магистральдық газ құбыры арқылы газды айдауға арналған механикалық есептер, сондай-ақ гидравликалық есептеулер жүргізілді. Барлық есептеулер SNiP 11-89-98 *, WFD 39-1.8-055-2002, ҚР ҚНҚ 3.05-01-2010 «Магистральдық құбырлар» бойынша жүргізіледі.

Диссертациялық жұмыстың мақсаты өзбек және қазақстандық газды магистральдық газ құбыры арқылы өткізуді қамтамасыз ету болып табылады. «Қауіпсіздік және еңбекті қорғау» бөлімі құрылыс және пайдалану кезінде қажетті қауіпсіздік шаралары бойынша шаралар қабылданады. «Қоршаған ортаны қорғау» бөлімінде атмосфералық ауаны, жер және су қорларын қорғау жөніндегі шаралар бар.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте представлены основные сведения магистрального газопровода, топографические данные о районе расположения газопровода, технологическая схема, а также технические характеристики газопровода.

Приведены технологические решения по магистральному газопроводу Казахстан-Китай. Произведены механические расчеты, а также гидравлические расчеты по перекачке газа по магистральному газопроводу. Все расчеты произведены согласно СНиП 11-89-98*, ВРД 39-1.8-055-2002, СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы».

Цель дипломной работы – обеспечение перекачки узбекского и казахстанского газа по магистральному газопроводу.

В разделе «Безопасность и охрана труда» рассмотрены мероприятия по необходимой технике безопасности во время проведения строительных работ и эксплуатации.

В разделе «Охрана окружающей среды» указаны мероприятия по охране атмосферного воздуха, земельных и водных ресурсов.

ANNOTATION

In this thesis project presents basic information of the main gas pipeline, topographic data on the area of the gas pipeline location, flow chart, as well as the technical characteristics of the gas pipeline.

Technological solutions for the Kazakhstan-China gas pipeline are presented. Mechanical calculations were made, as well as hydraulic calculations for gas pumping through the main gas pipeline. All calculations are made according to SNiP 11-89-98 *, WFD 39-1.8-055-2002, SNiP RK 3.05-01-2010 "Trunk pipelines"

The aim of the thesis is to ensure the transfer of Uzbek and Kazakh gas through the main gas pipeline.

In the section "Safety and Labor Protection", measures are taken on the necessary safety measures during construction and operation.

In the section "Environmental Protection" there are measures for the protection of atmospheric air, land and water resources.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	
1	Технико-технологическая часть	
1.1	Общая характеристика объекта	
1.2	Физико-географические условия	
1.3	Основные геологические структуры по трассе	
1.4	Сейсмичность территории	
1.5	Климатическая характеристика	
1.6	Объемы транспортировки газа	
1.7	Маршрут трассы газопровода	
1.8	Электрохимзащита	
2	Расчетная часть	
2.1	Расчет толщины стенки газопровода	
2.2	Определение исходных расчётных данных	
2.3	Подбор основного оборудования компрессорного цеха	
3	Технико-экономическая часть	
3.1	Расчёт капитальных вложений	
3.2	Расчёт основных технико-экономических показателей	
3.3	Показатели по труду и заработной плате	
3.4	Расчет материально-технического обеспечения	
3.5	Основные технико-экономические показатели	
3.6	Расчёт рентабельности проекта	
3.7	Анализ финансовой рентабельности проекта	
4	Безопасность и охрана труда	
4.1	Основные производственные опасности и вредности на газопроводе	
4.2	Выполнение санитарных и противопожарных норм проектирования, правил техники безопасности	
4.3	Обеспечение безопасности технологических процессов и оборудования	
4.4	Средства и оборудование пожаротушения	
4.5	Средства индивидуальной защиты работников	
4.6	Приемы безопасной работы, научная организация труда	
5	Охрана окружающей среды	
5.1	Анализ воздействия проектируемого объекта на окружающую среду	
5.2	Воздействия на атмосферу	
5.3	Воздействия на гидросферу	
5.4	Воздействия на литосферу	
5.5	Организационные мероприятия	
5.6	Природоохранные мероприятия и инженерная защита окружающей среды	

5.7	Защита атмосферы	
5.8	Защита гидросферы	
5.9	Защита литосферы	
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	

ВВЕДЕНИЕ

В Республике Казахстан в последние годы значительно возросли добыча и потребление газообразного топлива.

Природный газ для подавляющего большинства промышленных, сельскохозяйственных и бытовых потребителей является основным видом топлива. Энергетика целых регионов республики напрямую зависит от объемов поставки газа. Трубопроводный транспорт (магистральные газопроводы) является наиболее эффективным средством доставки природного газа от мест добычи до газоперерабатывающих заводов и далее до потребителей.

Сеть магистральных газопроводов представляет собой сложную инженерную систему трубопроводов соединенных между собой и с газопроводами сопредельных государств. В стадии проектирования и строительства находится большое число перспективных газопроводов. Отсюда вытекают основные требования к системе транспорта газа, которые должны соблюдаться на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации. Такими требованиями являются экономичность сооружения систем транспорта газа, эффективность работы, надежность функционирования и безопасная эксплуатация. Успешное решение этих задач связано с жесткой регламентацией деятельности работников транспорта газа в отношении постоянной и оперативной ориентации на выполнение действующих норм и правил, применение необходимого оборудования, труб, приборов, и т.д. Это в свою очередь требует наличия на производстве грамотных, хорошо подготовленных специалистов.

Целью данной дипломной работы является проект строительства новой нитки газопровода-отвода параллельно действующему в связи с техническим состоянием старого. Этот проект позволяет предупредить возможные порывы и утечки газа, а также экономически выгоднее и надежнее реконструкции действующего отвода.

1 Технико-технологическая часть

Объем транспортируемого по проектируемому газопроводу газа установлен техническим заданием и составляет максимум 25 млрд. м³/год. При этом учитывается подача газа с территории Туркменистана и Узбекистана в объеме до 20 млрд. м³/год и возможные поставки казахстанского газа с МГ «Бейнеу-Шымкент» в объеме до 5 млрд.м³/год (при увеличении производительности МГ «Бейнеу-Шымкент» с 10 до 15 млрд. м³/год).

Необходимость строительства 3 нитки МГ «Казахстан-Китай» определена исходя из необходимости увеличения потребления природного газа в КНР. Исходя из географического размещения и наличия ресурсов в Средней Азии, правительством КНР по договоренности с Казахстаном, Узбекистаном и Туркменией осуществляется поставка природного газа с территории этих стран в КНР. Казахстан не является основным поставщиком газа и по его территории в основном осуществляется транзит газа на территорию КНР

1.1 Общая характеристика объекта

Наименование объекта: Третья нитка газопровода «Казахстан-Китай» (первый участок).

Технические и технологические параметры планируемого к строительству газопровода:

- Диаметр трубопровода – 1219 мм;
- Давление в трубопроводе – 9.81 МПа;
- Общая протяженность трассы газопровода – 1302,75 км;

Таблица 1.1 - Производительность проектируемого газопровода

Годы ввода в эксплуатацию	Производительность, млрд.м ³ /год	
	Граница РУз/РК- КС2, 311 км	КС2, 311 км - граница РК/КНР
Проектный объем	19.77	19.77+5
перспектива	24.71	24.71

Проектируемая третья нитка газопровода «Казахстан-Китай» (первый участок) (далее МГ) будет являться единой системой производственно-технологических объектов, сооружений и установок, состоящей из локальных площадочных объектов и линейных сооружений.

В проекте предусматривается сооружение следующих объектов:

- восьми линейных компрессорных станций;
- двух газоизмерительных станций;
- восьми вахтовых поселков с прудами испарителями и иловыми площадками и расширением существующего ВП в Хоргосе (строительство дополнительного жилого корпуса);

- линейной части магистрального газопровода, прокладываемого подземным способом, протяженностью трассы 1310 км, а также соответствующих технологических объектов: линейные узлы запорной арматуры (64шт., из них 42 крановых узла с дистанционным управлением, 22 крана с ААЗК и дистанционной передачей данных по давлению и температуре газа), узлы запуска и приема очистных устройств (8 шт), узел приема очистных устройств с ГИС Хоргос, станций катодной защиты трубопровода (26шт.), система линейной телемеханики, системы технологической связи, автономные источники электроснабжения на крановых узлах и другие сооружения;

Вышеперечисленные объекты и сооружения газотранспортной системы предусматриваются к возведению на территории:

- Южно-Казахстанской области (Шардаринский, Сарыагашский, Отырарский, Арысский, Казыгуртский, Толебийский, Сайрамский, Тулькубасский районы), протяженностью 395 км;

- Жамбылской области (Байзакский, Жамбылский, Жуалынский, Кордайский, р-н Турара Рыскулова, Меркенский, Шуйский районы), протяженностью 456,5 км;

- Алматинской области (Уйгурский, Енбекшиказахский, Жамбылский, Илийский, Карасайский, Панфиловский, Талгарский районы), протяженностью 446,97 км;

- по территории КНР от границы РК/КНР до н.п.Хоргос – ориентировочно 4,28 км.

Режим работы газопровода непрерывный 365 суток в году, коэффициент использования пропускной способности принят 0,925.

Планируемый срок эксплуатации проектируемых объектов газопровода – не менее 30 лет.

1.2 Физико-географические условия

Начинаясь от границы с Узбекистаном, трасса газопровода проходит через пески Кызылкум, идет в северо-восточном направлении по бугристым пескам Кызылкумов, пересекает широкую Сырдарьинскую долину, пересекает юго-восточную часть хребта Каратау, обходит с юго-восточной стороны пески Мойынкумы, заканчивается на левобережье р.Курагаты у п.Татты Жамбылской области. Трасса проходит, в основном, по холмисто-увалистым равнинам, иногда огибая или пересекая невысокие гривки сопок, невысокие отроги гор, с выходом коренных пород на дневную поверхность. Далее трасса проходит по Юго-восточной стороне песков Мойынкум, рельеф бугристый, затем, через хребет Киндтаса и Отар, и до п.Узунагаш рельеф ровный. До п.Карай в основном бугристая поверхность, частично являющаяся южным краем песков Мойынкум. Начиная с с. Карай и до с. Килика и поселка Масака - аллювиальная равнина Заилийского хребта и его разветвленной части (хребет Баколидабаро, Секретас и Армары), территория достаточно широкая и ровная. 30 км от с. Килика и п. Масака – это участок аллювиальной равнины долины р.

Или. По правому берегу р. Или до г. Хоргос, в основном встречаются бугры, между которыми застаивается вода. Это способствует росту камыша, что не удобно для проезда транспорта.

1.3 Основные геологические структуры по трассе

Территория трассы проектируемой третьей нитки магистрального газопровода «Казахстан - Китай», с точки зрения геоструктурного районирования, относится к Туранской плите и Альпийскому эпиплатформенному орогенному поясу. Согласно геолого-географическому районированию территории Казахстана (Геологическое строение Казахстана, 2000), в районах прохождения трассы выделяются Сырдарьинский, Кызылкумский, Большекарататауский, Малокарататауский, Чу-Сарысуыйский, Жалаир-Найманский, Илийский районы. Трасса пересекает ряд мезозой-кайнозойских тектонических структур более низкого порядка. При строительстве газопровода воздействию может быть подвержена лишь верхняя часть геологической среды.

Таблица 1.2 - Краткая характеристика отложений верхней части геологического разреза трассы газопровода

№ п/п	Километр маршрута, км	Наименование пунктов	Описание грунтов	Длина участка, км
1	0,0 – 112,0	Граница Казахстана и Узбекистана до левого борта долины р.Сыр-Дарья	Песчаные грунты, барханные, ячеистые	112,0
2	112,0 – 125,0	Долина р. Сыр-Дарья	Суглинистые грунты, ниже - песчаные, водонасыщенные	13,0
3	125,0 – 144,0	Переход через пески Изакудук	Песчаные, барханные отложения	19,0
4	144,0 – 170,0	Пески Изакудук-п.Таскудук	Песчаные отложения, ниже суглинки	26,0
5	170,0 – 216,0	п.Таскудук – ж/д «Ташкент – Арысь»	Суглинистые грунты с включением щебня	46,0
6	216,0 – 264,0	ж/д «Ташкент – Арысь» - а/д «Шымкент-Ташкент»	Суглинки, ниже щебенистые грунты	48,0
7	264,0 – 291,0	а/д «Шымкент-Ташкент»- ж/д «Шымкент – Ленгер»	Суглинки, местами встречаются известняк, песчаник прочный, сланцы	27,0
8	291,0 – 315,0	ж/д «Шымкент – Ленгер» – п. Аккала	Песчаник прочный	24,0

9	315,0 – 320,0	п. Аккала - с. Ак-Су и р. Машат	Суглинки, местами встречается песчаник прочный	24,0
10	328,0 – 332,0	Переход через долину р. Машат	Коренные породы – конгломераты, галечные грунты, песчаники прочные	4,0
11	332,0 – 335,0	р. Машат – ж/д «Москва-Алматы»	Песчаник очень прочный	3,0
12	335,0 – 346,0	ж/д «Москва-Алматы» – с. Сас-Тобе – п. Керейт	Суглинки, песчаники, местами встречаются известняки	11,0
13	346,0 – 388,0	п. Калинино - п.Шакпакбаба	Суглинки, известняк очень прочный, скальные грунты	42,0
14	388,0 – 390,0	п.Шакпакбаба - хребет Боралдайтау	Галечные грунты с суглинистым покровом, местами встречается песчаник	2,0
15	390,0 – 400,0	Переход через хребет Боралдайтау	Коренные породы, известняки, местами встречаются песчаники	10,0
16	400,0 – 432,0	Хребет Боралдайтау – перевал Куюк	Галечные грунты с суглинистым покровом, сланец прочный	32,0
17	432,0 – 443,0	Переход через перевал Куюк	Порфириты	11,0
18	443м – 476,0	От перевала Куюк до пересечения с ж/д «Тараз-Каратау»	Галечные грунты с суглинистым покровом, скальные грунты, суглинки, песчаник, известняк	33,0
19	476,0 – 550,0	ж/д «Тараз-Каратау» до п. Акыртобе	Галечники, перекрытые супесями	74,0
20	550,0 – 600,0	п. Акыртобе-ст. Луговая (Кулан)	Суглинки	50,0
21	600,0 – 720,0	Ст. Луговая(Кулан) – г.Шу	Суглинки	120,0
22	720,0 – 750,0	г. Шу - р.Теректы	Галечные грунты с суглинистым покровом, местами встречается разрушенный скальный грунт	30,0
23	750,0 – 800,0	р.Теректы - северо-западные отроги Кендыктасских гор	Галеч. отложения песчаники, галечные грунты коренные породы (гнейсы, туфы), местами встречаются разрушенный скальный грунт, полностью выветренный гранит	50,0
24	800,0 – 943,0	Долина Копа - п.Узунагаш	Суглинки	143,0

25	943,0 – 983,0	п. Узунагаш – п. Караой	Суглинки	40,0
26	983,0 – 1002,0	п. Караой – пересечение с а/д Алматы-Семей	Пески разнотернистые	29,0
27	1002,0 – 1043,0	а/д Алматы-Семей - с. Акбастау	Суглинистые отложения с включением гравия и гальки	41,0
28	1043,0 – 1060,0	с. Акбастау – МТФ свх Авангард	Суглинки, подстилаемые щебенистыми грунтами с глубины	17,0
29	1060,0 – 1113,0	МТФ свх Авангард – п. Масак	Суглинки, в кровле – галечники	53,0
30	1113,0 – 1140,0	п. Масак – п. Борандасу	Суглинки	47,0
31	1140,0 – 1213,0	п. Борандасу – с. Актобе (р. Шарын)	Супесчаные отложения с залеганием грунтовых вод	53,0
32	1213,0 – 1233,0	с. Актобе – зим. Бурумбай	Суглинки	20,0
33	1233,0 – 1244,0	зим. Бурумбай – зимовка Сарпулдак	Песчаные отложения с включением гравия и гальки, с близким расположением грунтовых вод	11,0
34	1244,0 – 1267,0	зим. Сарпулдак – с. Жидели	Суглинки	23,0
35	1267,0 – 1302,75	с. Жидели – зим. Алтынколь	Пески разнотернистые	33,0

1.4 Сейсмичность территории

В пределах рассматриваемой территории условно выделяются два сейсмоопасных региона: Джунгаро-Северо-Тянь-Шаньский и Каратауский. Ниже приводится их краткая характеристика (отчет по сейсмике ТОО «Институт сейсмологии»).

По протяженности газопровода сейсмичность территории следующая:

Участок 0-290 км – 6, 7,8 баллов

Участок 390-1030 км – 7, 8,9 баллов

Участок 1037-1050 и 1085-1085 км – 10 баллов

Участок 1030-1037 и 1050-1085 км – 10 баллов

1.5 Климатическая характеристика

Климат районов прохождения трассы газопровода континентальный, отличается высокими летними температурами при сравнительно низких зимних, малой облачностью. Зима умеренно мягкая, преимущественно с

пасмурной погодой. Весной преобладает неустойчивая погода. Лето жаркое. Климатическая характеристика района дана согласно СНиП РК 2.04-01-2001, по результатам статических основных климатических данных Гидрометцентров Южно-Казахстанской, Жамбылской, Алматинской областей и результатам изыскательских работ.

Таблица 1.3 - Климатическая характеристика района

Наименование	Метеостанция г. Шымкент	Метеостанция г. Тараз	Метеостанция Шелек
Климатический район	IVA	IVA	I B
Средняя температура самого холодного месяца	-2.0°	-5.0°	-11.9°
Средняя температура самого жаркого месяца	26.3°	24.9°	31,9
Среднегодовая температура	12.2°	9.9°	8,9 °
Абсолютный максимум температуры воздуха	44°	44°	42
Абсолютный минимум температуры воздуха	-30 °	-41°	-39
Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	33°	31.9°	31
Средняя температура наиболее холодных суток	-25°	-28°	-30
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	-15°	-23°	-28
Продолжительность отопительного периода	143 суток	162 суток	168
Годовое количество осадков, мм	576	331	337
Вес снежного покрова на 1 м ² горизонтальной поверхности земли	0.8 кПа (80 кгс/м ²)	0.5 кПа (50 кгс/м ²)	1,2 кПа (120 кгс/м ²)
Преобладающее направление ветра за июнь-август	В	С	В
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	В	Ю	В
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4.3	4.5	8,8
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3.2	3.0	0
Средняя скорость ветра в январе, м/сек	2,4	2,5	4,5
Средняя скорость ветра в июле, м/сек	2,4	2,5	2,6
Нормативный скоростной напор ветра	0.38 кПа (38кгс/м ²)	0.38 кПа (38кгс/м ²)	0.38 кПа (38кгс/м ²)
Толщина стенки гололеда	5 мм	10 мм	Не менее 5 мм
Нормативная глубина промерзания:			
Суглинки, м	0,325	0.79	0,99
супеси, пески мелкие, пески пылеватые, м	0,396	0.96	1,20
пески средние, гравелистые, м	0,424	1.026	1,29
Крупнообломочные грунты (галечники, валуны, кора выветривания), м	0,48	1.16	1,46

Среднее количество осадков за холодный период, мм	368	162	101
Среднее количество осадков за теплый период, мм	208	169	153

1.6 Объемы транспортировки газа

Прогнозные объемы транспортировки газа по 3 нитке были определены на основании ресурсной базы определенной в ТЭО. Графики загрузки третьей нитки в разрезе поставок газа с Узбекистана и Туркменистана, поступления казахстанского газа с МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» с учетом отбора газа казахстанскими потребителями представлены в нижеприведенных таблицах 4.9.1-2 при производительности МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» 10 и 15 млрд. м³/год.

Таблица 1.4 - Объемы загрузок и распределения газа по 1, 2 и 3 ниткам, при производительности МГ «Бейнеу-Шымкент» - 10 млрд. м³/год

Годы	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042
Газ на границе в 1, 2 нитки	30,52 2	30,31 7	30,70 0	30,70 0	30,70 0	30,70 0	30,70 0	29,80 1	28,97 5	28,63 9	29,61 5	30,38 5	29,64 5
Газ на границе в 3 нитку	18,70 0	19,59 9	20,42 5	20,76 1	19,78 5	19,01 5	19,75 5						
Всего газа на границе	49,22 2	49,01 7	49,40 0										
Газ с ББШ	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
ТГ на ББШ	0,148	0,148	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Отбор газа с ББШ в Кызылорде	0,600	0,700	0,700	0,700	0,800	0,800	0,900	0,900	1,000	1,000	1,100	1,100	1,100
Отбор газа в МГ БГР-ТБА с ББШ по ТЭО ББШ	1,12	1,16	1,20	1,25	1,29	1,34	1,38	1,43	1,47	1,51	1,56	1,60	1,65
Газ из ББШ в БГР-ТБА дополнительно	1,000	1,000	0,652	0,602	0,462	0,412	0,272	0,222	0,082	0,042	0,000	0,000	0,000
Всего газа из ББШ в МГ К-К	7,132	6,992	7,300	7,300	7,300	7,300	7,300	7,300	7,300	7,300	7,192	7,152	7,102
Газ из ББШ в 1 и 2 нитки	1,010	1,075	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,899	2,725	3,061	1,977	1,167	1,857
Газ из ББШ в 3 нитку	6,122	5,917	6,300	6,300	6,300	6,300	6,300	5,401	4,575	4,239	5,215	5,985	5,245
Всего в 1 и 2 нитки	31,53 2	31,39 2	31,70 0	31,59 2	31,55 2	31,50 2							
Всего в 3 нитку	24,82 2	24,61 7	25,00 0										
Всего в 1,2 и 3 нитки	56,35 4	56,00 9	56,70 0	56,59 2	56,55 2	56,50 2							
Отборы в РК с 1 и 2 ниток	2,010	2,070	2,120	2,170	2,220	2,280	2,330	2,380	2,430	2,470	2,590	2,640	2,700
Отборы в РК с 3 нитки	1,610	1,720	2,178	2,268	2,508	2,598	2,758	2,848	3,018	3,078	3,160	3,200	3,250
Всего отборы в РК	3,620	3,790	4,298	4,438	4,728	4,878	5,088	5,228	5,448	5,548	5,750	5,840	5,950
ТГ в 1 и 2 нитках	0,806	0,807	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775
ТГ в 3 нитке	0,725	0,716	0,724	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723
Всего ТГ	1,532	1,523	1,499	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498
Транзит по 1 и 2 ниткам	28,71 6	28,51 5	28,80 5	28,75 5	28,70 5	28,64 5	28,59 5	28,54 5	28,49 5	28,45 5	28,22 7	28,13 7	28,02 7

Транзит по 3 нитке	22,48 7	22,18 1	22,09 8	22,00 9	21,76 9	21,67 9	21,51 9	21,42 9	21,25 9	21,19 9	21,11 7	21,07 7	21,02 7
Всего транзит	51,20 2	50,69 6	50,90 3	50,76 4	50,47 4	50,32 4	50,11 4	49,97 4	49,75 4	49,65 4	49,34 4	49,21 4	49,05 4

Таблица 1.5 - Объемы загрузок и распределения газа по 1, 2 и 3 ниткам, при производительности МГ «Бейнеу-Шымкент» - 15 млрд. м³/год

Годы	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042
Газ на границе в 1, 2 нитки	30,52 2	30,31 7	30,70 0	30,70 0	30,70 0	30,70 0	30,70 0	29,80 1	28,97 5	28,63 9	29,61 5	30,38 5	29,645
Газ на границе в 3 нитку	18,70 0	19,59 9	20,42 5	20,76 1	19,78 5	19,01 5	19,755						
Всего газа на границе	49,22 2	49,01 7	49,40 0	49,400									
Газ с ББШ	10,00	10,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	14,42
ТГ на ББШ	0,148	0,148	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470
Отбор газа с ББШ в Кызылорде	0,600	0,700	0,700	0,700	0,800	0,800	0,900	0,900	1,000	1,000	1,100	1,100	1,100
Отбор газа в МГ БГР-ТБА с ББШ по ТЭО ББШ	1,12	1,16	1,20	1,25	1,29	1,34	1,38	1,43	1,47	1,51	1,56	1,60	1,65
Газ из ББШ в БГР-ТБА дополнительно	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего газа из ББШ в МГ К-К	7,132	6,992	12,63 0	12,58 0	12,44 0	12,39 0	12,25 0	12,20 0	12,06 0	12,02 0	11,87 0	11,83 0	11,200
Газ из ББШ в 1 и 2 нитки	1,010	1,075	6,330	6,280	6,140	6,090	5,950	6,799	7,485	7,781	6,655	5,845	5,955
Газ из ББШ в 3 нитку	6,122	5,917	6,300	6,300	6,300	6,300	6,300	5,401	4,575	4,239	5,215	5,985	5,245
Всего в 1 и 2 нитки	31,53 2	31,39 2	37,03 0	36,98 0	36,84 0	36,79 0	36,65 0	36,60 0	36,46 0	36,42 0	36,27 0	36,23 0	35,600
Всего в 3 нитку	24,82 2	24,61 7	25,00 0	25,000									
Всего в 1,2 и 3 нитки	56,35 4	56,00 9	62,03 0	61,98 0	61,84 0	61,79 0	61,65 0	61,60 0	61,46 0	61,42 0	61,27 0	61,23 0	60,600
Отборы в РК с 1 и 2 ниток	2,010	2,070	4,950	5,040	5,190	5,290	5,360	5,450	5,530	5,590	5,750	5,840	5,950
Отборы в РК с 3 нитки	1,610	1,720	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего отборы в РК	3,620	3,790	4,950	5,040	5,190	5,290	5,360	5,450	5,530	5,590	5,750	5,840	5,950
ТГ в 1 и 2 нитках	0,806	0,807	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959	0,959
ТГ в 3 нитке	0,725	0,716	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786	0,786
Всего ТГ	1,532	1,523	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744
Транзит по 1 и 2 ниткам	28,71 6	28,51 5	31,12 1	30,98 1	30,69 1	30,54 1	30,33 1	30,19 1	29,97 1	29,87 1	29,56 1	29,43 1	28,691
Транзит по 3 нитке	22,48 7	22,18 1	24,21 4	24,214									
Всего транзит	51,20 2	50,69 6	55,33 6	55,19 6	54,90 6	54,75 6	54,54 6	54,40 6	54,18 6	54,08 6	53,77 6	53,64 6	52,906

1.7 Маршрут трассы газопровода

Прокладка третьей нитки предусматривается в одном техническом коридоре с существующими первой и второй нитками, что обеспечивает использование существующих объектов первой и второй ниток МГ «Казахстан-Китай». Маршрут выбора трассы принят по аналогии с первой и второй нитками

МГ «Казахстан-Китай», с учетом уточнения положения третьей нитки на проблемных участках трассы газопровода (места стесненных условий прокладки, переходы рек, обводы населенных пунктов и отдельных строений, карьеров и т.д., участки со скальными грунтами и сложным рельефом, проблемные переходы через естественные и искусственные препятствия).

Маршрут газопровода начинается от границы Казахстана с Узбекистаном, и прокладывается в основном параллельно существующей трассе трубопровода «Газли-Шымкент» на северо-восток до с.Кереит, потом на восток через с.Азатлык, Ивановку до границы Южно-Казахстанской области с Жамбылской областью; далее на восток через г.Тараз, с.Луговое, Шу, Шокпар, Отар, Копа, до границы Алматинской области с Жамбылской областью. Затем трасса прокладывается на восток через п.Узунагаш, г. Алматы, п.Исык, п.Ирик, п.Чалун, г.Жаркент до границы с Китаем (г.Хоргос), длина маршрута составляет примерно 1302,75 км.

Маршрут газопровода проходит по территории Казахстана через три области: Южно – Казахстанскую, Жамбылскую и Алматинскую до г. Хоргос Синьцзян – Уйгурского автономного округа на территории Китая.

Таблица 1.6 - Административные территории вдоль трассы проектируемого газопровода

Страна	Область и районы	Столица области, района	Протяженность (км)
Казахстан	Южно – Казахстанская	Шымкент	395
	Шардаринский Сарыагашский Отырарский Арысский Казыгуртский Толембийский Сайрамский Тулькубасский	г. Шардара г. Сарыагаш с.Шаульдер г. Арыс с. Казыгурт г. Ленгер Село Аксу с. Т.Рыскулова	
	Жамбылская Байзакский Жамбылский Жуалынский Кордайский р-нТурара Рыскулова Меркенский Шусский	Тараз с. Сарыкемер г. Аса с. Б.Момышулы с.Кордай с. Кулан с. Мерке с. Толе би	456.5
Алматинская Уйгурский Енбекшиказахский Жамбылский Илийский Карасайский Панфиловский Талгарский	Талдыкурган с.Чунджа г. Есик с.Узынагаш п.Отеген батыр г.Каскелен г.Жаркент г. Талгар	446.97	
	По территории КНР до н.п. Хоргос		4.28

1.8 Электрохимзащита

При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Согласно нормативным документам для проектирования, защите от электрохимической коррозии подлежат следующие проектируемые стальные подземные сооружения:

- линейная часть газопровода $D=1219\text{мм}$, $L=1302,75\text{ км}$;
- футляры на переходах через автомобильные и железные дороги по трассе проектируемого газопровода;
- технологические и вспомогательные подземные трубопроводы.

Коррозионные условия по трассе прохождения газопровода

Трасса газопровода проходит по разным географическим и климатическим зонам с разной коррозионной агрессивностью грунтов.

В качестве исходных данных были использованы материалы инженерно-геологических и электрометрических изысканий по настоящему объекту.

По материалам электрометрических изысканий коррозионная агрессивность грунтов по отношению к подземным стальным конструкциям оценивалась:

- по величине удельного электрического сопротивления грунта на глубине 1, 2 и 3 м (полевые изыскания) и принималось минимальное значение из 2-х видов исследований по 3-м глубинам;

На основании изыскательских данных удельное сопротивление грунта по трассе проектируемого трубопровода оказывается разнообразным. Коррозионная активность грунта по отношению к стали варьируется от низкой до высокой.

Концепция построения системы защиты

Концепция построения системы защиты магистрального газопровода основывается на комплексном решении поставленных задач и применении современных методов их решения, обеспечивающих безаварийную и оптимальную работу газопровода. Защита магистрального газопровода осуществляется двумя методами: пассивным – применение изоляционных материалов (основной) и активным – применение катодной поляризации.

Пассивная защита

В зависимости от конкретных условий эксплуатации на сооружениях применяют два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

В соответствии с ГОСТ СТ РК 51164-2005, для данного магистрального газопровода применяется наружное антикоррозионное покрытие усиленного

типа, 3-х слойная полиэтиленовая пленка заводского исполнения (ЗРЕ), толщиной не менее 3,0 мм, что дает электрическое сопротивление в 300000 Ом/м². Для защиты сварных стыков, применяются термоусаживающиеся манжеты толщиной не менее 3,0 мм.

В данном проекте предусматривается поставка кранов с заводской изоляцией и изоляционной прокладкой между фундаментом и краном.

Надземные части трубопроводов защищаются от коррозии лакокрасочными материалами.

Активная защита

Задача катодной защиты – сделать естественный потенциал трубопровода более отрицательным, чем окружающий грунт, остановив тем самым процесс коррозии. Система катодной защиты наложенным током должна обеспечивать проектируемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. При осуществлении катодной поляризации подземных сооружений, выдерживают средние значения минимального (-0,85 в) и максимального (-1,15 в) защитных потенциалов при помощи установок катодной защиты.

Для защиты подземного металлического сооружения от действия проникающих в него блуждающих токов используется способ отвода токов обратно в их источнику при помощи дренажных установок.

Защита футляров и временная защита осуществляется катодной поляризацией с помощью протекторов.

Основные технические решения электрохимзащиты по линейной части. Объем основных работ

Проектируемая система катодной защиты предусматривает установку 26-ти станций катодной защиты (13 СКЗ: I=12А, V=50В, P=0,6кВт, и 13 СКЗ: I=10А, V=24В, P=0,24кВт), размещаемых на площадках линейной запорной арматуры, в шелторе для оборудования КИП и связи.

Расстановка СКЗ по трассе газопровода предусматривается рядом с линейными задвижками, с учетом удобства технического обслуживания, использования проектируемого источника электроснабжения, связи, КИП и А. Так же в проекте учитывалась расстановка радиобашен, СКЗ предусмотрены в местах их установки, для уменьшения количества источников электроснабжения.

Защита футляров на переходах через автомобильные и железные дороги

Для защиты от коррозии стальных футляров на пересечениях трубопровода с автомобильными и железными дорогами в грунтах со средним удельным сопротивлением до 50 Ом*м, проектом предусматривается метод жертвенного анода. В качестве “жертвенных” гальванических анодов предлагается применить магниевые протекторы.

Совместная защита подземных коммуникаций

В данном проекте для исключения вредного влияния средств электрохимзащиты на другие коммуникации, предусмотрена установка:

- контрольно-измерительных пунктов с резисторами.

Система ЭХЗ подземных трубопроводов площадки УЗПОУ

В целях предотвращения коррозии заглубленных стальных трубопроводов площадок УЗПОУ и для ликвидации анодных зон, вызванных установкой изолирующих муфт, проектом предусматривается гальваническая протекторная защита.

Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимзащиты по всей трассе газопровода согласно СТ РК ГОСТ 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СТ РК 1916-2009 «Требования к технологическому проектированию магистральных газопроводов», проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП).

Изолирующие муфты и электрические перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита трубопровода электрически изолирована от цепей заземления узлов приема-пуска очистного устройства, а также от 1-й и 2-ой ниток МГ.

Решения по временной электрохимзащите.

Для временной защиты газопровода на период строительства предусмотрены гальванические протекторы из магниевого сплава с наполнителем-активатором.

Решения по дренажной защите

Согласно СТ РК 1916-2009 для защиты от электрокоррозии (коррозии вызываемой блуждающими токами) следует проектировать дренажную защиту.

Система дренажной защиты включает установки дренажной защиты, состоящие из одного или нескольких поляризованных блоков (блок-отводов), соединительных проводов (кабелей), контрольно-измерительных пунктов, токоотводов защитных заземлений.

Для защиты от вредного влияния пересекаемых, либо параллельно следуемых высоковольтных линий электропередач на данном проекте предусмотрены контрольно-измерительные пункты с блок-отводами (500В-2400В, 10А), подключенными к трубопроводу кабелем 2x25 и токоотводу защитного заземления из оцинкованной металлической полосы 4x40.

2 Расчетная часть

В данном проекте предлагается произвести расчет компрессорной станций, оборудованной центробежными нагнетателями включает в себя расчеты, связанные с определением толщины стенки газопровода;

- параметров перекачки газа;
- выбор типа, мощности и количества основных машин для перекачки газа;
- расчет режима работы компрессорной станций.

Исходные данные для расчета.

Q - годовая пропускная способность газопровода;

$d_H = 1420\text{мм}$ - наружный диаметр трубопровода;

$P_H = 3,7\text{МПа}$ - начальное давление газа;

$P_K = 5,5\text{МПа}$ - конечное давление газа;

$L = 370\text{км}$ - длина газопровода;

$T_H = 300\text{К}$ - начальная температура газа, поступающего в газопровод;

$T_{gp} = 276\text{К}$ - средняя температура грунта, на глубине заложения;

Магистральный газопровод относится к III и IV категориям проходит по равнинной местности.

2.1 Расчет толщины стенки газопровода

Расчет толщины стенки газопровода проведем по методике, описанной, расчетные коэффициенты приняты согласно СНиП 2.05.06.-85, «Магистральные трубопроводы»

1) По сортаменту выбираем для газопровода трубы из нормализованной низколегированной стали марки 13Г2АФ с пределом прочности - $\delta_B = 530\text{МПа}$.

2) Определим толщину стенки по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P_H D_H}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (1)$$

где n_p - коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, $n_p = 1,1$;

R_1 - расчетное сопротивление стали, МПа

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}; \quad (2)$$

где, R_1^H - нормативное сопротивление, $R_1^H = \sigma_B$

m - коэффициент условий работы трубопровода;

$m = 0,9$ - для участков трубопровода III и IV категорий;

k_1 - коэффициент надежности по материалу; $k_1 = 1,47$

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

Если $D \leq 1000$ мм, то $k_H = 1,05$

$$R_1 = \frac{530 * 0,9}{1,47 * 1,05} = 309 \text{ МПа}$$

Тогда толщина стенки будет равна:

$$\delta = \frac{1,1 * 3,7 * 1420}{2(309 + 1,1 * 3,7)} = 9,23 \text{ мм};$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округлим до ближайшего большего по сортаменту, равного $\delta_H = 10$ мм.

3) Определим продольное осевое напряжение от воздействия температуры и внутреннего давления.

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{npp} \quad (3)$$

где, σ_{npN} - суммарные продольные осевые напряжения;

σ_{npt} - продольные напряжения, возникающие в трубопроводе от воздействия температуры

$$\sigma_{npt} = -\alpha_t * E * \Delta t \quad (4)$$

где, α_t - коэффициент линейного расширения металла труб, для стали $\alpha_t = 0,000012 \text{ град}^{-1}$

E - модуль упругости, для стали $E = 2,1 * 10^5 \text{ МПа}$

Δt - расчетный температурный перепад, для подземных трубопроводов $\Delta t = 40^0$

$$\sigma_{npt} = -1,2 * 10^{-5} * 2,1 * 10^5 * 40 = -100,8 \text{ МПа}$$

σ_{npp} - продольные напряжения, возникающие в трубопроводе от внутреннего давления

$$\sigma_{npp} = n_p * 0,3 * \frac{P * D_{BH}}{\delta}; \quad (5)$$

$$\sigma_{npp} = \frac{1,1 * 0,3 * 3,7 * 1,42}{0,01} = 173,38 \text{ МПа};$$

Суммарные продольные напряжения будут равны:

$$\sigma_{npN} = -100,8 + 173,38 = 72,58 \text{ МПа.}$$

4) Так как суммарное продольное напряжение является растягивающим ($\sigma_{npN} > 0$) то величина σ корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R + n_p \cdot P)}, \quad (6)$$

где, ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих продольных напряжениях определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (7)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|72,58|}{309} \right)^2} - 0,5 \frac{|72,58|}{309} = 0,86;$$

Тогда
$$\delta = \frac{1,1 * 3,7 * 1,42}{2(0,86 * 309 + 1,1 * 5,5)} = 10 \text{ мм};$$

2.2 Определение исходных расчётных данных

Расчетную температуру грунта, определим как среднегодовую температуру грунта на глубине заложения трубопровода:

$$h_{зал} = 1 + \frac{1,220}{2} = 1,61 \text{ м}$$

Среднегодовая температура на глубине 1,61 м равна 5,5°C.
Газовая постоянная:

$$R = \frac{286,8}{\Delta} = \frac{286,8}{0,673} = 426,15 \left(\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right)$$

Плотность транспортируемого газа:

$$\rho_z = 1,205 \cdot \Delta_{\text{в}} = 1,205 \cdot 0,673 = 0,811 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

где 1,205 - плотность воздуха при стандартных условиях ($t = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0,1013 \text{ МПа}$).

Динамическая вязкость газа (η) определяется через приведенные значения давления и температуры:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{кр}}}; T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{кр}}}; \quad (8)$$

$P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}$ - приведенные давление и температура;

$P, P_{\text{кр}}$ - давления, при которых определяются свойства и критическое давление газа;

$T, T_{\text{кр}}$ - температуры, при которых определяются свойства и критическая температура газа.

$$P_{\text{кр}} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{\text{СТ}}), P_{\text{кр}} = 0,1773 \cdot (26,831 - 0,811) = 4,613$$

$$T_{\text{кр}} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{\text{СТ}}), T_{\text{кр}} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,811) = 213,455$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{4,32}{4,613} = 0,9365;$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{(273 + 5,5)}{213,455} = 1,3047;$$

$$\eta = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + \rho_{\text{СТ}}(1,1 - \rho_{\text{СТ}})][0,037 + T_{\text{пр}}(1 - 0,104T_{\text{пр}})][(1 + \frac{P_{\text{пр}}^2}{30(T_{\text{пр}} - 1)})];$$

$$\eta = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + 0,811(1,1 - 0,811)][0,037 + 1,3047(1 - 0,104 \cdot 1,3047)] \times \\ \times [1 + \frac{0,9365^2}{30(1,3047 - 1)}] = 8,04 \cdot 10^{-6} \text{ (Па} \cdot \text{с)}$$

Коэффициент сжимаемости:

$$z = 1 - 0,0241 \frac{P_{PP}}{\tau} \quad (9)$$

где: P_{PP} - приведенное давление;

$$\tau = 1 - 1,68T_{PP} + 0,78T_{PP}^2 + 0,0107T_{PP}^3;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,3047 + 0,78 \cdot (1,3047^2) + 0,0107 \cdot (1,3047^3) = 0,15951$$

$$z = 1 - 0,0241 \frac{P_{PP}}{\tau} = 1 - 0,0241 \frac{0,9365}{0,15951} = 0,858$$

Расчетная производительность КС

$$Q = \frac{Q_{год}}{0,365 \cdot K_H^o}; \quad (10)$$

где: $Q_{год}$ - годовая производительность КС (газопровода) при стандартных условиях, (млн.м³/сут)

$$K_H^o = K_{pc} \cdot K_{эм} \cdot K_{н.д}^o; \quad (11)$$

где: K_H^o - коэффициент использования пропускной способности газопровода

$K_{pc}, K_{эм}$ - коэффициенты, учитывающие запас пропускной способности газопровода для обеспечения газоснабжения соответственно в периоды повышенного спроса на газ и в периоды экстремально повышенных температур, приводящих к снижению мощности ГПА, $K_{pc} = 0,95$, $K_{эм} = 0,98$

$K_{н.д}^o$ - коэффициент учитывающий запас пропускной способности газопровода на случай аварийных отказов линейной части газопровода и КС.

$$K_H^o = K_{pc} \cdot K_{эм} \cdot K_{н.д}^o = 0,95 \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 0,92169; \text{ тогда}$$

$$Q = \frac{Q_{год}}{0,365 \cdot K_H^o} = \frac{13,3}{0,365 \cdot 0,92169} = 39,534 \left(\frac{\text{млн.м}^3}{\text{сут}} \right)$$

2.3 Подбор основного оборудования компрессорного цеха

К основному оборудованию КС относятся компрессорные машины и

приводящие их двигатели. Каждый тип компрессорных машин имеет свою область рационального использования в зависимости от суточной производительности.

При рассчитанной рабочей производительности $Q = 39,534 \left(\frac{\text{млн.м}^3}{\text{сут}} \right)$, а также из-за отсутствия необходимого числа близко расположенных источников тока, наиболее подходящим типом компрессорных машин являются центробежные нагнетатели.

Рассматриваем нагнетатели с одноступенчатым или двухступенчатым сжатием (для полнонапорных - одноступенчатое сжатие).

Из предоставленных ГПА(таб. 1.5), находим оптимальный вариант центробежных нагнетателей, которые будут удовлетворять условию:

$$\frac{Q_{КС}}{Q} = n, \quad (12)$$

где: $Q_{КС}$ - производительность КС;

Q - производительность нагнетателя; количество групп в интервале (2÷6).
Важное условие для ГПА с центробежными нагнетателями - в расчетах режима работы агрегатов политропический к.п.д. нагнетателей должен быть не ниже 0,8.

Например ГПА: ГТК-750-6 с ЦБН 370-14-1 $\frac{39,534}{19,5} = 2$

Узнаем, какое количество газа проходит через одну группу:

$$\frac{Q_{КС}}{n},$$

где n- количество групп

$$\frac{39,534}{2} = 19,77 \text{ млн.м}^3/\text{сут}$$

Рабочая зона: $19,5 \cdot 0,85 = 16,575$; $19,5 \cdot 1,15 = 22,425$

Данный ГПА может пропустить через себя требуемое количество газа.

Аналогично применяем для других ГПА.

Для каждого варианта и подварианта КС определяем число резервных машин, степень сжатия КС и удельные приведенные расходы на станции с учетом типа привода.

Таблица 1.5 - Основные характеристики ГПА

Тип ГПА	Тип ЦБН	Подач	Кол-во газа	Количе	Рабочая зона
---------	---------	-------	-------------	--------	--------------

		а млн.м ³ /сут	проход. через одну группу, млн.м ³ /сут	ство групп	нагнетателя, млн.м ³ /сут
ГТК-5	260-13-2	14	13,18	2,82=3	11,9÷16,1
ГТ-750-6	370-14-1	19,5	19,77	2	16,575÷22,42 5
ГТН-6	Н-300- 1,23	19,0	19,797	2,08=2	16,15÷21,85

Для каждой марки предварительно выбранного нагнетателя рассматривается два подварианта КС - с одноступенчатым сжатием и двухступенчатым сжатием (для полнонапорных - с одноступенчатым). В итоге образуется несколько вариантов, из которых нужно будет выбрать более экономичный. Для каждого варианта и подварианта определяется число резервных машин, степень сжатия КС ε и удельные приведенные расходы по станции с учетом типа привода C_k . На основе значений ε и C_k рассчитывается комплекс

$$\chi = C_k \cdot \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} \quad (13)$$

Совокупные затраты на одну КС - C_k в общем случае могут рассчитываться по формуле

$$C_k = \mathcal{E} + E \cdot K \quad (14)$$

где: \mathcal{E} - эксплуатационные расходы на станции, тыс.руб/год;

K - капиталовложения в КС, тыс. руб

E - коэффициент, обратный сроку окупаемости капиталовложений, год⁻¹

$E=0,15 \left(\frac{1}{200} \right)$ для объектов транспорта и хранения нефти и газа

Эксплуатационные расходы на станции:

$$\mathcal{E} = n \cdot a_3 + n_p \cdot b_3 + c_3 \quad (15)$$

Капиталовложения в КС

$$K = (n + n_p) \cdot a_k + b_k \quad (16)$$

где: n , n_p - число рабочих и резервных ГПА на станции;

a_3 , b_3 , c_3 , a_k , b_k - коэффициенты затрат на ГПА, другие объекты КС

Численные значения коэффициентов.

ГПА ГТК-5 с ЦБН 260-13-2

суточная подача $Q_{сут} = 14 \text{ млн.м}^3 / \text{сут}$;

давление нагнетания $P_n = 5,5 \text{ МПа}$;

давление на входе 1й и 2й ступени сжатия соответственно $P_1 = 4,42 \text{ МПа}$, $P_2 = 3,68 \text{ МПа}$;

Рассчитываем значение комплекса χ :

$$a_3 = 385, b_3 = 94, c_3 = 249, a_k = 986, b_k = 4371$$

вариант: одноступенчатое сжатие, $n=3$, $np=2$

$$\mathcal{E} = 3 \cdot 385 + 2 \cdot 94 + 249 = 1592 \text{ (тыс./год)};$$

$$K = (3 + 2) \cdot 986 + 4371 = 9301 \text{ (тыс./год)};$$

$$C_k = 1592 + 0,15 \cdot 9301 = 2987,15 \text{ (тыс./год)}$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_1} = \frac{5,5}{4,42} = 1,244$$

$$\chi = 2987,15 \cdot \frac{1,244^2}{1,244^2 - 1} = 8434,26 \text{ тыс./год}$$

Вариант 2 не рассматривается, так как количество агрегатов превышает число допустимо возможных.

ГПА ГТ-750-6 с ЦБН 370-14-1

суточная подача $Q_{сут} = 19,5 \text{ млн.м}^3 / \text{сут}$;

давление нагнетания $P_n = 5,5 \text{ МПа}$;

давление на входе 1й и 2й ступени сжатия соответственно $P_1 = 4,42 \text{ МПа}$, $P_2 = 3,68 \text{ МПа}$;

Рассчитываем значение комплекса χ :

$a_3 = 497$, $b_3 = 122$, $c_3 = 391$, $a_k = 1144$, $b_k = 5071$

вариант: одноступенчатое сжатие, $n=2$, $np=1$

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 497 + 1 \cdot 122 + 391 = 1507 \text{ (тыс./год)};$$

$$K = (2 + 1) \cdot 1144 + 5071 = 8503 \text{ (тыс./год)};$$

$$C_k = 1507 + 0,15 \cdot 8503 = 2782,45 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_1} = \frac{5,5}{4,42} = 1,244$$

$$\chi = 2782,45 \cdot \frac{1,244^2}{1,244^2 - 1} = 7856,287 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

вариант: двухступенчатое сжатие, n=4, np=2

$$\Xi = 4 \cdot 497 + 2 \cdot 122 + 391 = 2623 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right);$$

$$K = (4 + 2) \cdot 1144 + 5071 = 11935 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right);$$

$$C_k = 2623 + 0,15 \cdot 11935 = 4413,25 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_2} = \frac{5,5}{3,68} = 1,495$$

$$\chi = 4413,25 \cdot \frac{1,495^2}{1,495^2 - 1} = 7990,424 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right).$$

ГПА ГТН-6 с ЦБН Н-300-1,23

суточная подача $Q_{сут} = 19,0 \frac{\text{млн.м}^3}{\text{сут}}$;

давление нагнетания $P_n = 5,5 \text{ МПа}$;

давление на входе 1й и 2й ступени сжатия соответственно $P_1 = 4,32 \text{ МПа}$, $P_2 = 3,53 \text{ МПа}$;

Рассчитываем значение комплекса χ :

$$a_s = 520, b_s = 121, c_s = 336, a_k = 1400, b_k = 3555$$

вариант: одноступенчатое сжатие, n=2, np=1

$$\Xi = 2 \cdot 520 + 1 \cdot 121 + 336 = 1497 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right);$$

$$K = (2 + 1) \cdot 1400 + 3555 = 7755 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right);$$

$$C_k = 1497 + 0,15 \cdot 3555 = 2660,25 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

Степень сжатия: $\varepsilon = \frac{P_n}{P_1} = \frac{5,5}{4,32} = 1,273$

$$\chi = 2660,25 \cdot \frac{1,273^2}{1,273^2 - 1} = 6944,714 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

вариант: двухступенчатое сжатие, n=4, np=2

$$\mathcal{E} = 4 \cdot 520 + 2 \cdot 121 + 336 = 2658 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right);$$

$$K = (4 + 2) \cdot 1400 + 3555 = 11955 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right);$$

$$C_k = 2658 + 0,15 \cdot 11955 = 4451,25 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_2} = \frac{5,5}{3,53} = 1,558$$

$$\chi = 4451,25 \cdot \frac{1,558^2}{1,558^2 - 1} = 7569,259 \left(\frac{\text{тыс.}}{\text{год}} \right)$$

Сравнив значения комплексов χ , останавливаем свой выбор на марке ГТН-6 (1 ступень), как на наиболее экономически целесообразном варианте

Таблица 1.5-Значения комплексов χ для ГПА

Тип ГПА	Комплекс χ
ГТК-5 (1 ступень)	8434,26
ГТ-750-6 (1 ступень)	7856,287
ГТ-750-6 (2 ступени)	7990,424
ГТН-6 (1 ступень)	6944,14
ГТН-6 (2 ступени)	7569,259

Полная технические характеристики ГТН - 6:

суточная подача $Q_{сут} = 19 \frac{\text{млн.м}^3}{\text{сут}}$;

давление нагнетания $P_n = 5,5 \text{ МПа}$;

давление на входе $P_1 = 4,32 \text{ МПа}$;

степень сжатия $\varepsilon = 1,273$;

номинальная мощность привода $N = 6,30 \text{ МВт}$;

коэффициент полезного действия $\eta = 0,24$;

частота вращения $n_H = 6150 \text{ об/мин}$, $n_{min} = 4600 \text{ об/мин}$,

$n_{max} = 6400 \text{ об/мин}$;

расход топливного газа $0,454 \text{ м}^3/\text{кВт.ч}$, давление $P = 1 \text{ МПа}$;

расход пускового газа $1,3 \text{ м}^3/\text{кВт.ч}$, давление $P = 2,0 \text{ МПа}$.

3 Технико-экономическая часть

В данной главе представлен расчет технико-экономических показателей газотранспортного предприятия в состав, которого войдет проектируемый участок магистрального газопровода Казахстан-Китай, предназначенный для перекачки 12 млрд. м³ газа в год.

3.1 Расчёт капитальных вложений

Капитальные вложения в газопровод определяются на основе удельных показателей.

Удельные капитальные вложения на сооружение 1 км линейной части газопровода в нормативной базе даются с разбивкой по видам затрат:

- стоимость строительно-монтажных работ (СМР);
- стоимость оборудования;
- прочие затраты.

Удельные капитальные вложения на строительство 1 км газопровода на *j*-ом участке газопровода с учётом территориальных коэффициентов определяем по формуле:

$$K_t = K_{СМР} \cdot k_{T_1} + K_{об} \cdot k_{T_2} + K_{пр} \cdot k_{T_3}, \quad (3.1)$$

где $K_{СМР}$, $K_{об}$, $K_{пр}$ – нормативные удельные затраты соответственно на строительно-монтажные работы (СМР), оборудование, прочие виды работ, [тыс.тенге./км];

$k_{T_1}, k_{T_2}, k_{T_3}$ - территориальные коэффициенты соответственно на стоимость СМР, оборудования и прочие затраты.

Капитальные вложения в линейную часть газопровода определяем по формуле:

$$K_n = \sum_{j=1}^m \sum_{t=1}^5 K_j \cdot L_{ij} \cdot k_{ТТij} \cdot k_j \quad (3.2)$$

где K_j – удельные капитальные вложения на строительство 1 км газопровода на *j*-ом участке с учётом территориальных коэффициентов;

L_{ij} - протяжённость *j*-ого участка газопровода при наличии *i*-ых топографических условиях местности;

$k_{ТТij}$ - коэффициент, учитывающий особенности *i*-ых топографических условий местности на *j*-ом участке участка газопровода;

k_j - коэффициент, учитывающий отклонения от нормативных условий на *j*-ом участке участка газопровода.

Затраты на строительные-монтажные работы:

$$K_{CMP} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^5 K_{CMP} \cdot k_{T_1} \cdot L_{ТП_{ij}} \cdot k_j \quad (3.3)$$

Капитальные вложения в строительство компрессорных станций проектируемого газопровода определяется по формуле:

$$K_{KC} = \sum_{i=1}^m K_{КЦ_i} + K_{ABO_i} + K_{ВЛ_i} + K_{ПСТ_i} + K_{ТЭС_i} \quad (3.4)$$

где $K_{КЦ_i}$ - капитальные вложения в строительство компрессорного цеха i -ой КС;

K_{ABO_i} - капитальные вложения в строительство установки охлаждения газа i -й КС;

$K_{ВЛ_i}$ - капитальные вложения в строительство воздушных линий электропередачи на i -й КС;

$K_{ПСТ_i}$ - капитальные вложения в строительство подстанции i -й КС;

$K_{ТЭС_i}$ - капитальные вложения в строительство теплоэлектростанции i -й КС.

Аналогично определяем стоимость строительные-монтажных работ:

$$K_{CMP}^{KC} = \sum_{i=1}^n K_{CMP_i}^{КЦ} + K_{CMP_i}^{ABO} + K_{CMP_i}^{ВЛ} + K_{CMP_i}^{ПСТ} + K_{CMP_i}^{ТЭС}, \quad (3.5)$$

Расчёт капитальных вложений в строительство компрессорного цеха производится по формуле:

$$K_{КЦ_i} = (K_{CMP_i}^{КЦ} \cdot k_{T_1} + K_{об}^{КЦ} \cdot k_{T_2} + K_{np}^{КЦ} \cdot k_{T_3}) \cdot k_j, \quad (3.6)$$

где $K_{CMP_i}^{КЦ}$ - стоимость строительные-монтажных работ по компрессорному цеху i -й КС;

$K_{об}^{КЦ}$ - стоимость оборудования по компрессорному цеху i -й КС;

$K_{np}^{КЦ}$ - прочие затраты по компрессорному цеху i -й КС;

$k_{T_1}, k_{T_2}, k_{T_3}$ - территориальные коэффициенты;

k_j - коэффициент, учитывающий отклонения условий строительства i -й КС от нормативных.

Результаты сведены в таблицу 3.1

Таблица 3.1 - Объёмы капитальных вложений необходимых для реализации проекта

Наименование показателя	Объёмы капитальных вложений, [млн. тенге.]
Объекты промышленно - производственные – всего, из них:	1134,01536
- линейная часть	819,835
- компрессорные станции	314,18

3.2 Расчёт основных технико-экономических показателей

Расход газа на собственные нужды ($Q_{с.н.}$) определяется по каждой компрессорной станции (КС) по формуле:

$$Q_{с.н.} = N \cdot Y_t \cdot t, \quad (3.7)$$

где: N – суммарная мощность работающих на КС газоперекачивающих агрегатов, [тыс. кВт];

Y_t – удельный расход топлива, [$\text{м}^3/\text{кВт час}$];

t – число часов работы КС в год, [час].

Расчёт расхода газа на собственные нужды представлен в таблице 3.2:

Таблица 3.2 - Расход газа на собственные нужды

Количество КС, [шт.]	Количество рабочих ГПА на всех КС, [шт.]	Объём газа на собственные нужды, [млн.м ³ /год]
2	6	140,8

Согласно опыту эксплуатации аналогичных газотранспортных систем норма технически неизбежных потерь газа принимается равной 0,4 % .

Результат расчёта объёма технически неизбежных потерь представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Объём технически неизбежных потерь

Объём годового поступления газа в систему магистральных газопроводов, [млн.м ³ /год.]	Объём технически неизбежных потерь газа, [млн.м ³ /год.]
12000	65,96

При планировании и анализе работы магистральных газопроводов используется показатель объёма транспортируемого газа, который определяется как разность между объёмом поступления и расходом газа на собственные нужды и потерями его при транспортировке и хранении:

$$Q_{тр} = Q_{пост} - Q_{с.н.} - Q_{пот}, \quad (3.8)$$

Результат расчёта объёма транспортируемого газа представлен в таблице 3.4:

Таблица 3.4 - Объём транспортируемого газа

Объём годового поступления газа в систему магистральных газопроводов, [млн.м ³ /год]	Объём газа на собственные нужды, [млн.м ³ /год]	Объём технически неизбежных потерь газа, [млн.м ³ /год]	Объём транспортируемого газа, [млн.м ³ /год]
12000	140,8	65,96	16283,24

Производственная деятельность предприятия характеризуется показателем транспортной работы ($A_{тр}$). Объём транспортной работы определяется суммой произведений количества поданного газа каждому потребителю на расстояние от наиболее удалённого поставщика:

$$A_{mp} = \sum_{k=1}^m P_k \cdot L_k, \quad (3.9)$$

где P_k - объём поступления газа к-ому потребителю, [млрд.м³] ($k=1, \dots, m$);

L_k - расстояние от максимально удалённого источника поступления газа до места отбора газа к к-ому потребителю, [км].

3.3 Показатели по труду и заработной плате

Проектирование участка газопровода приводит к увеличению численности промышленно-производственного персонала на объектах линейной части, которая определяется по формуле:

$$Ч' = \frac{T \cdot L \cdot n_{нит}}{100}, \quad (3.10)$$

где T - трудоемкость обслуживания 100 км вновь вводимого линейного участка газопровода, $T = 31$ [чел./100 км];

L - длина вновь вводимого линейного участка газопровода, [км];

$n_{нит}$ - количество ниток газопровода.

$$Ч' = \frac{31 \cdot 367 \cdot 1}{100} = 114 \quad [\text{чел.}].$$

Ввод компрессорных станций приводит к увеличению численности рабочих и ИТР, которая определяется по формуле:

$$Ч'' = H_{ч} \cdot N_{КС} \cdot n_{см} \cdot k_{пер}, \quad (3.11)$$

где $H_{ч}$ - норма численности рабочих и ИТР на одну вахту на 1000 [кВт] установленной мощности КС, $H_{ч} = 0,28$ [чел. \cdot (1000 кВт) $^{-1}$];
 $N_{КС}$ - суммарная установленная мощность КС, [кВт];
 $N_{КС} = 12000 \cdot 3 \cdot 2 = 72000$ [кВт];
 $n_{см}$ - сменность выполнения работ, определяемая из расчета 3-сменного 4-бригадного графика работы;
 $k_{пер}$ - переходный коэффициент от явочной численности к списочной, равный отношению календарного фонда (365 дней) к эффективному фонду (214 дней) времени рабочего, определяемому на основе баланса рабочего времени, то есть:

$$k_{пер} = \frac{365}{214} = 1,71,$$

$$Ч'' = \frac{0,28}{1000} \cdot 72000 \cdot 3 \cdot 1,71 = 103 \quad [\text{чел.}].$$

Общая численность промышленно-производственного персонала (ППП) газотранспортного предприятия определяется по формуле:

$$Ч_{общ ППП} = Ч' + Ч'' \quad (3.12)$$

$Ч_{общ ППП} = 114 + 103 = 217$ [чел.] и составляет 88 %. Следовательно, оставшиеся 12 % приходятся на непромышленный персонал, то есть 30 [чел.] - непромышленный персонал;

Тогда общая численность работников газотранспортного предприятия равна:

$$Ч_{общ} = 217 + 30 = 247 \quad [\text{чел.}].$$

Для планирования фонда заработной платы используются типовые положения по оплате труда работников газовой промышленности и действующая тарифная сетка ОАО Газпром.

Расчет фонда заработной платы работников ведется исходя из планируемой численности и средней заработной платы по формуле:

$$ФЗП_i = З_i \cdot Ч_i \cdot 12, \quad (3.13)$$

где Z_i - среднемесячная заработная плата работника i -ой категории, [тенге.];

$Ч_i$ - численность i -ой категории работника, [чел.].

Общий фонд заработной платы определяется как сумма по всем категориям работников согласно формуле:

$$\Phi ЗП_{\text{общ}} = \sum \Phi ЗП_i, \quad (3.14)$$

Принимаем размер премии из фонда заработной платы 50 [%].

Расчет фонда заработной платы для рабочих.

Эффективный фонд рабочего времени в часах определяется по формуле:

$$T_{\text{эф}} = t_{\text{эф}} \cdot 8, \quad (3.15)$$

где $t_{\text{эф}} = 214$ дней, эффективный фонд рабочего времени.

$$T_{\text{эф.}} = 214 \cdot 8 = 1712 \text{ [час.]}$$

Оплата по тарифу за 11 рабочих месяцев определяется по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{опл}} \cdot 11}{T_{\text{эф}}}, \quad (3.16)$$

где $T_{\text{опл}}$ - средний заработок рабочих по тарифу, [тенге.].

$$C_{\text{ср.}} = \frac{12000 \cdot 11}{1712} = 77,1 \text{ [тенге.} \cdot \text{ час}^{-1}\text{]}.$$

Расчет праздничных часов осуществляется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = \frac{8 \cdot 24}{N_{\text{бр.}} \cdot k_{\text{см}}}, \quad (3.17)$$

где $k_{\text{см}}$ - коэффициент сменности, равный отношению номинального фонда рабочего времени (250 дней) к эффективному (214 дней):

$$k_{\text{см}} = \frac{250}{214} = 1,17;$$

$N_{\text{бр}}=4$ - число бригад.

$$T_{\text{пр}} = \frac{8 \cdot 24}{4 \cdot 1,17} = 41,02 \text{ [час.]}$$

Расчет ночных часов осуществляется по формуле:

$$T_{\text{н}} = \frac{365 \cdot 8}{N_{\text{бр.}} \cdot k_{\text{см.}}}, \quad (3.18)$$

$$T_{\text{н}} = \frac{365 \cdot 8}{4 \cdot 1,17} = 624 \text{ [часа]}.$$

Для определения оплаты отпуска, необходимо определить дневной заработок рабочего по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{т}} + Z_{\text{п}} + Z_{\text{н}} + Z_{\text{пр}}}{T_{\text{эф}}}, \quad (3.19)$$

где: $Z_{\text{т}}$, $Z_{\text{п}}$, $Z_{\text{н}}$, $Z_{\text{пр}}$ - оплата соответственно по тарифу, премиальных, ночных и праздничных часов, [тенге].

Доплата за работу в ночное время составляет 20 [%] тарифной ставки:

$$Z_{\text{н}} = 624 \cdot 77,1 \cdot 0,2 = 9622,1 \text{ [тенге]}.$$

Доплата за праздничные дни 100 [%]:

$$Z_{\text{пр}} = 41,02 \cdot 77,1 = 3162,6 \text{ [тенге]}.$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{132000 + (132000 \cdot 0,50) + 9622,1 + 3162,6}{214} = 985 \text{ [тенге]}.$$

Расчёт производительности труда.

Объём товарного газа ($Q_{\text{тов.}}$) в расчёте на одного работника, занятого в транспорте газа, определяется по формуле:

$$П = \frac{Q_{\text{тов.}}}{Ч_{\text{об}}}, \quad (3.20)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 - Объем товарного газа в расчёте на одного работника

Объём транспортируемого газа, [млн.м ³ /год]	Общая численность (Ч _{об}), [чел.]	Объём товарного газа в расчёте на одного работника, [млн.м ³ /чел]
12000	217	75,03

Объём транспортной работы (А_{тр}) в расчёте на одного работника, занятого в транспорте газа (Ч_{об}) находим по формуле:

$$П = \frac{A_{mp}}{Ч_{об}}, \quad (3.21)$$

Затраты на прочие материалы принимаются от затрат расчетного периода в размере 18 [%].

Определение затрат по статье электроэнергия покупная базируется на расчёте общей потребности как для производственных, так и для хозяйственных нужд. Стоимость электроэнергии определяется по прейскуранту № 09-01. Прейскурант предусматривает двухставочные тарифы.

По двухставочному тарифу оплачивается электроэнергия, расходуемая на всех промплощадках ЛПУмг с присоединённой мощностью свыше 750 киловольт–ампер. Двухставочный тариф состоит из основной и дополнительной платы. Основная предусматривает годовую оплату за 1 [кВт] заявленной потребителем мощности. Под заявленной мощностью имеется в виду наибольшая получасовая мощность в [кВт] (не ниже 500 [кВт]), отпускаемая потребителям в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы. Дополнительная плата двухставочного тарифа предусматривает оплату за киловатт-час потребляемой электроэнергии, учтённой счётчиком.

Расчет электроэнергии покупной определяем по формуле:

$$\mathcal{E} = n_{agr} \cdot N_{\mathcal{E}} \cdot K_{заг} \cdot t, \quad (3.24)$$

где $N_{\mathcal{E}}$ - рабочая мощность электроприемников ГПА, [кВт/ГПА];

n_{agr} - число работающих на КС агрегатов, [шт.];

t - число часов работы агрегатов в год;

$K_{заг} = 0,9$ - коэффициент загрузки.

$\mathcal{E}_{КС} = 2 \cdot 110 \cdot 0,9 \cdot 8760 = 1734480$ [кВт· час в год].

Зная потребность в электроэнергии по КС и тариф, определяю стоимость потребленной электроэнергии.

$C_{КС} = 1734480 \cdot 14,53 = 2,653$ [млн.тенге.];

Результаты расчета потребности и затрат на электроэнергию проводится в таблицах 3.13.

Таблица 3.13 - Потребности и затраты на электроэнергию

Тип привода	Число КС	Число ГПА на КС	Основная плата		
			Заявл. потребителем мощность, [кВт]	Тариф за 1 кВт, [тенге]	Плата за заявл. мощность, [млн.тенге.]
ГПА-12	2	3(2+1)	330	200	0.132
Дополнительная плата					Всего, [млн. тенге.]
Рабочая мощность электроприемников одного ГПА, [кВт]		Потребность в электроэнергии и по КС, [кВт·ч]	Тариф за 1 кВт·ч, [тенге.]	Стоимость потребленной электроэнергии, [млн.тенге.]	
110		1734480	14,53	5.307	

Затраты связанные с расходом газа на собственные нужды определяем исходя из объёма газа идущего на собственные нужды и цены покупки газа.

Стоимость газа на собственные нужды принята равной стоимости потерь газа при транспортировке и хранении 600 тенге/тыс.м³.

Затраты связанные с расходом газа на собственные нужды приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Затраты связанные с расходом газа на собственные нужды

Объём газа на собственные нужды, [млн.м ³ /год]	Стоимость газа на собственные нужды, [тенге/тыс.м ³]	Затраты, [тыс.тенге.]
140,8	600	84480

Стоимость потерь газа при транспортировке и хранении определяются произведением средневзвешенной цены покупки газа на объём потерь и приведена в таблице 3.15.

Таблица 3.15 - Стоимость потерь газа при транспортировке и хранении

Объём технически	Стоимость потерь газа	Затраты,
------------------	-----------------------	----------

неизбежных потерь газа, [млн.м ³ /год]	[тенге/тыс.м ³]	[тыс.тенге.]
65,96	600	39576

Прочие расходы включают в себя затраты на материалы, связь, авиатранспорт, охрану, плату за землю, подготовку кадров, отчисления в региональный фонд, диагностику, отчисления на НИОКР и другие затраты.

Стоимость прочих расходов составляет 26% от рассчитанных ранее затрат.

Для определения суммы амортизационных отчислений производится группировка основных фондов в соответствии с их структурой, установленными нормами амортизационных отчислений по группам основных производственных фондов. Структура основных производственных фондов и норм амортизации по группам ОПФ приведена в таблице 3.16.

Таблица 3.16 - Структура основных производственных фондов и норм амортизации по группам ОПФ

Группа ОПФ	Среднегодовая стоимость ОПФ, [млн.тенге.]	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, [млн.тенге.]
Линейная часть	15709	3	471,27
Компрессорные станции	3141,8	6,5	204,217
Всего			675,487

На основании произведенных расчетов составляем структуру себестоимости, представленную в таблице 3.17.

Таблица 3.17 - Структура себестоимости

№ п/п	Затраты по экономическим элементам	[млн.тенге./год]	[%]
1	Материальные затраты, в том числе:	228,185	18,62
	Материалы:	98,69	8,05
	в том числе:		
	- одорант	0,447	0,03
	- метанол	3,076	0,25
	Электроэнергия покупная	5,439	0,44
	Газ на собственные нужды	84,48	6,82
	Потери газа при транспортировке и хранении	39,576	3,22
2	Заработная плата основная и дополнительная	50,98	4,16
3	Отчисления на социальное страхование, 35,6 [%]	18,14	1,48

4	Амортизация основных фондов	675,487	55,11
5	Прочие денежные затраты	252,925	20,6
	Всего затрат на транспорт газа	1225,7	100

3.5 Основные технико-экономические показатели

Фондоотдача – это показатель, характеризующий степень использования основных фондов проектируемого газопровода. Она определяется отношением объёма транспортируемого газа к среднегодовой стоимости основных фондов:

$$\Phi_0 = \frac{G}{\Phi_{осн}}, \quad (3.25)$$

где: $\Phi_{осн}$ – стоимость основных производственных фондов, [тенге].

$$\Phi_0 = \frac{16283,24 \cdot 10^6}{18850,8 \cdot 10^6} = 0,86 \quad [\text{м}^3/\text{тенге}].$$

Фондовооружённость – показатель, демонстрирующий эффективность использования основных фондов с точки зрения обеспеченности фондов:

$$\Phi_в = \frac{\Phi_{осн}}{Ч}, \quad (3.26)$$

где $Ч$ – численность работников, [чел.].

$$\Phi_в = \frac{18850,8}{247} = 76,31 \quad [\text{млн. тенге. /чел.}].$$

Производительность труда – показатель, характеризующий эффективность труда в процессе производства продукции данного проектируемого объекта и определяется отношением объёма перекачиваемого газа к численности работников:

$$\Pi = \frac{G}{Ч}, \quad (3.27)$$

$$\Pi = \frac{16283,24 \cdot 10^6}{247} = 65,92 \quad [\text{млн. м}^3/\text{чел.}].$$

3.6 Расчёт рентабельности проекта

Выручка предприятия за год определяется умножением тарифной ставки на перекачку газа по ттенгеопроводу на объём перекачки:

$$TB = T \cdot G \cdot L, \quad (3.28)$$

$$TB = 80 \cdot 16283240 \cdot 3,67 = 4780,75 \text{ [млн.тенге].}$$

Прибыль от основной деятельности предприятия по транспортировке и поставкам газа рассчитывается по формуле:

$$П = TB - НДС - С - Н_{ИМ}, \quad (3.29)$$

Где TB – тарифная выручка, [тенге.];

$НДС$ – налог на добавленную стоимость, (18 % от TB) [тенге.];

$С$ – затраты на транспорт газа, [тенге.];

$Н_{ИМ}$ – налог на имущество, 2% от ОПФ [тенге.].

$$П = 4780,75 - 0,18 \cdot 4780,75 - 1225,7 - 0,02 \cdot 18850,8 = 2317,5 \text{ [млн. тенге.]}$$

Налог на прибыль составляет 24 %:

Чистая прибыль рассчитывается вычитанием из прибыли налога на прибыль:

$$Pr_{ч} = Pr - H, \quad (3.30)$$

$$Pr_{ч} = 2317,5 - 0,24 \cdot 2317,5 = 1761,3 \text{ млн. тенге.}$$

Результаты расчета основных технико-экономических показателей приведены в таблице 3.19:

Таблица 3.19 - Основные экономические показатели

№ п/п	Показатели	Величина
1	Себестоимость, [тенге.1000м ³ /100км]	20,5
2	Фондоотдача, [м ³ ./тенге.]	0,86
3	Фондовооруженность, [млн.тенге./чел.]	5,37
4	Производительность труда, [млн. м ³ ./чел.]	65,92
5	Выручка, [млн.тенге.]	4780
6	Прибыль, [млн.тенге]	2317

7	Чистая прибыль, [млн.тенге]	1761
---	-----------------------------	------

3.7 Анализ финансовой рентабельности проекта

Целью анализа финансовой рентабельности является оценка эффективности инвестиций за весь период жизни проекта.

В анализ финансовой рентабельности инвестиционных проектов входит выполнение следующих задач:

- оценка необходимых инвестиций и потоков затрат на производство продукции;
- расчет денежной наличности;
- расчет чистой текущей стоимости проекта с учетом фактора времени (дисконтирования);
- определение внутренней нормы рентабельности;
- определение срока возмещения затрат.

Оценка проекта произведена на основании интегральных показателей, отражающих экономическую эффективность, которую намечается достигнуть в результате его реализации.

4 Безопасность и охрана труда

4.1 Основные производственные опасности и вредности на газопроводе

По эксплуатируемому газопроводу перекачивается газ содержащий 97,5 % метана. Пределы воспламенения такого газа по объему в воздухе-5,3 %, верхний-15%. Температура самовоспламенения +537 [°C], минимальная энергия, зажигания электроискры 0,28 [МДж]. Сероводорода в газе нет.

Природный газ с высоким содержанием метана нетоксичен, но при большом его содержании в воздухе (более 20%) создается недостаток кислорода что вызывает удушье.

Токсичность газу придает метанол, являющийся ядом. ПДК метанола в воздухе рабочей зоны по ГОСТ ССБТ 12.1-005-88* "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" 5 [мг·м⁻³]. Наличие на КС различных ртутных приборов создает опасность выделения паров ртути, которая является ферментным ядом с ПДК в воздухе 0,01 [мг·м⁻³].

В воздухе рабочей зоны может так же присутствовать окись углерода, которая является кровяным ядом.

Механические повреждения возможны от неогражденных движущихся частей механизмов, падающих предметов, падения людей.

Вредные воздействия на человека оказывает шум от газовой турбины с уровнем до 115 [ДБ], вибрация от пульсирующих потоков газа в газопроводе, пыль. Некоторую опасность на трассе газопровода представляют кровосущие комары, природные очаги болезней. Источниками вибрации на КС являются газоперекачивающие агрегаты, всасывающие воздуховоды, наземные участки обвязки нагнетателей,пылеуловителей и АВО газа. Длительное воздействие на работающих вибрации нарушает работу сердца, опорно-двигательного и вестибулярного аппаратов, желудочно-кишечного тракта, обуславливает глубокие изменения в костно-суставных и мышечных органов.

4.2 Выполнение санитарных и противопожарных норм проектирования, правил техники безопасности

Технологическая часть проекта была разработана в соответствии с действующими нормами и правилами по взрывной, взрывопожарной и пожарной безопасности, а также правил пожарной безопасности ГПВБ-84.

Также выполнены требования следующих норм и правил:

1. СНиП Ш-42-80. "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".
2. СНиП 2.05.06-85*. "Магистральные трубопроводы".
3. СН 245-71"Стандартные нормы проектирования промышленных предприятий".
4. СНиП 31-03-2001. "Производственные здания".

5. СН 357-77 “Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий”.

6. “Правила устройства электроустановок” (ПУЭ) 7-ое издание.

7. ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. “Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования”.

8. “Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов” 1982г.

9. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 “Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки”

10. ГОСТ 12.2.020-76 ССБТ. “Взрывозащищенное электрооборудование”.

11. ГОСТ 12.1.012-78 ССБТ. “Вибрация. Общие требования безопасности”.

12. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. “Пожарная безопасность. Общие требования”.

13. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. “Средства защиты работающих. Общие требования и классификация”.

14. ГОСТ 12.4.026-2001 ССБТ. “Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная”.

15. ГОСТ 12.1.046-85. “Нормы освещения строительных площадок”.

16. ГОСТ 12.3.003-86. “Работы электросварочные. Требования безопасности”.

4.3 Обеспечение безопасности технологических процессов и оборудования

В качестве основного оборудования на КС приняты: трубы 1067х16 ТУ-20-28-40-48 - 09, нагнетатели 6V-3 и 7V-3, пылеуловители ГП-144, аппараты воздушного охлаждения 2АВГ-75. При выборе этого оборудования учтены требования охраны труда. Прочность газопровода обеспечена за счет предэксплуатационных испытаний.

Трубопроводы обвязки нагнетателей звукоизолируются посредством покрытия труб шумопоглощающей мастикой в 1 слой с последующим окложиванием алюминиевыми листами, что снижает уровень шума на 20-25 [дБА].

Оборудование КС отвечает требованиям, обеспечивающим надежную и безопасную работу всей КС в целом.

На КС взрывоопасные цехи и установки имеют защиту от прямых попаданий молнии и вторичных ее проявлений.

При ремонте агрегаты отключаются от технологических трубопроводов и электропитания, согласно ПТЭ компрессорных станций.

Территория КС, помещения и установки оборудованы полным комплексом противопожарного инвентаря и необходимыми знаками

безопасности (ОСТ 51.55-99 “Знаки безопасности для предприятий газовой промышленности”).

Запроектирован 100% контроль всех сварных стыков физическими методами контроля.

Переходы через автомобильные и железные дороги запроектированы в защитных кожухах с выводом вытяжных свечей на высоту не менее чем на 1[м] выше самой высокой точки кровли здания.

Все электрооборудование во взрывоопасных помещениях и наружных установках применяется во взрывобезопасном исполнении.

Для шумопоглощения было предусмотрено следующее:

- звукоизоляция трубопроводов газовой обвязки нагнетателей вибродемпфирующим материалом с последующей установкой минераловатных матов и оборачиванием алюминиевым листом;

- установка вентиляторов и насосов выполнена на виброизолирующих основаниях из железобетонных конструкций и соединением их с примыкающими воздухопроводами при помощи гибких виброизолирующих вставок;

- дополнительным экраном от шума служит разделительная стенка и непосредственно стеновые панели компрессорного цеха из несгораемых материалов.

Снижение уровня шума до санитарных норм обеспечивается в соответствии с техдокументацией предприятий-разработчиков газоперекачивающих агрегатов по ГОСТ 12.1.003.-76 «Шум. Общие требования безопасности».

Вспомогательные установки КС оснащены локальными системами автоматизации, обеспечивающие подачу обобщающего сигнала об их неисправности в ДПКС.

Трубопроводы на КС окрашены в функциональные цвета; желтый - для горючего газа, темно-зеленый - для технической воды, коричневый - для масла, голубой - для воздуха.

На промплощадках КС образуется две категории сточных вод: хозяйственно-бытовые; сточные воды, загрязненные маслом.

Защита газопровода от почвенной коррозии: 1) пассивная - полимерной изоляцией; активная - с помощью СКЗ.

На КС предусмотрен высокий уровень автоматизации. Управление ГПА осуществляется из операторных КЦ.

Для производственных и противопожарных целей на площадке КС предусмотрена сеть автодорог с твердым покрытием шириной проезжей части 3,5 [м]. На территории КС предусмотрены пешеходные асфальтированные дорожки шириной 1 [м].

С целью обеспечения пожарной безопасности предусмотрен кольцевой проезд вокруг КЦ. Выделены три зоны: I - зона подключения к магистральному газопроводу; II- зона основного производства; III - зона подсобных и вспомогательных зданий и сооружений.

Служебно-вспомогательные помещения в КЦ отделены от КЦ брандмауэром, с пределом огнестойкости 2,5 часа.

Двери применены с пределом огнестойкости 0,6 часа. Полы в помещении залов нагнетателей применены искронедающие.

На КС предусмотрены санитарно-бытовые помещения:

- гардеробные, для хранения уличной и рабочей одежды, обуви, головных уборов;
- душевые и умывальные;
- курительные;
- пункты питания;
- специальные помещения для ремонта, чистки и стирки спец. одежды, туалеты.

Территория КС по периметру ограждена металлическими сетчатыми панелями по железобетонным столбам высотой 2,15 [м].

По периметру территории площадок КС устроена охранная сигнализация пятиметровой ширины с внутренней стороны ограждения.

Освещение территории в ночное время предусмотрено прожекторными мачтами и светильниками на основных подъездах.

4.4 Средства и оборудование пожаротушения

В помещениях зданий и сооружений КС устанавливаются пожарные извещатели автоматического и ручного действия.

Компрессорные цеха оборудуются системой пожаротушения, аварийным освещением от аккумуляторных батарей, вентиляцией; помещения нагнетателей также оборудуются аварийной вентиляцией.

В качестве основных огнегасительных веществ на КС принята пена воздушно-механическая. Эта пена безвредна, экономична, неэлектропроводна, будет получаться из водного раствора 6% пенообразователя ПО-1. На площадках КС расположено также устройство противопожарного водопровода с напором 10 метров водяного столба для наружного пожаротушения зданий непосредственно от пожарных щитов через каждые 100 метров, а также устройство систем внутреннего противопожарного водопровода во всех помещениях с пожарными кранами.

На каждой КС установлены по два железобетонных резервуара по 250м³ для пожарного запаса воды. При включении пожарных насосов, хозяйственно-питьевые насосы отключены. Включение пожарных насосов

предусмотрено:

- автоматически от комбинированных тепловых и дымовых извещателей КИ-1;
- автоматически от самого низкого уровня воды в гидравлическом боксе;
- дистанционно от кнопок, установленных у всех пожарных кранов, у пожарных гидрокранов, а также в диспетчерском пункте и по месту в насосной.

Для сигнализации о возникновении пожара в производственно-бытовых и складских помещениях, эксплуатируемых КС, установлены пожарные извещатели автоматического действия АТИМ-2; включаемые в охрано-пожарный концентратор “Топаз”.

Все работающие на производстве должны уметь быстро тушить первые загорания. Прекратить загорание можно следующими действиями на очаг пожара: охлаждением, изоляцией от кислорода воздуха, сбиванием пламени, прекращением доступа горючего к очагу пожара и удалением горючих веществ из очагов пожара. Для этого применяют жидкие, пенные, газообразные и порошковые огнегасительные вещества.

Небольшие пожары тушатся с помощью первичных средств - песком в ящиках объемом 1 [м³], огнетушителями ОП-10 и ОУ-8, расположенными на пожарных щитах, ведрами, топорами, лопатами.

На всех КС предусмотрены военизированные или ведомственные профессиональные пожарные команды.

4.5 Средства индивидуальной защиты работников

Так как организационно-технические проектные решения не обеспечивают полной безопасности труда и производственные опасности и вредности не ослабляются, рекомендованы дополнительно индивидуальные средства защиты.

Машинисты КЦ должны получать:

- перчатки комбинированные - 1 год;
- комбинезоны - на 1 год;
- ботинки кожаные и сапоги кирзовые - на 12 месяцев.

При ведении работ в загазованной зоне применяются фильтрующие и изолирующие противогазы. Рабочие при осмотре арматуры в колодцах должны пользоваться шланговыми противогазами марки 1Ш1-1Д11С-7, ГШ1-2, ПШ-3, КИП-5, КИП-7, КИП-8 - по 3 штуки. Противопыльные респираторы Р-12, РКК-1, РКК-2М, РВА-1 - по 4 штуки.

Для защиты органов зрения при работе с газосварочными аппаратами и автогенной резке металла применяются предохранительные очки со светофильтрами Г-1, Г-2, Г-3, Э-1, Э-2, Э-3 по 6 штук.

Для защиты органов слуха рекомендуется противошумы, вкладыши. Вкладыши понижают уровень звукового давления на частотах 400-500 [Гц] на 10-29 [дБ].

При обслуживании электроустановок следует применять диэлектрические защитные средства: перчатки, коврики, боты, подставки и т.д. Обувь должна иметь резиновую подошву без металлических гвоздей для предупреждения образования искр.

4.6 Приемы безопасной работы, научная организация труда

На КС ответственной операцией является пуск агрегатов. Перед пуском проверяют исправность основного оборудования и всех вспомогательных систем, в первую очередь отсутствие помех для работы агрегатов, наличие смазки, охлаждение, требуемое электрическое напряжение, давление пускового воздуха и топливного газа, готовность к действию приборов, регуляторов, автоматических систем.

Пуск производится в строго установленной последовательности с постепенным переходом от пускового режима к рабочему с тщательной проверкой взаимодействия всех элементов при особой внимательности, осторожности и быстрой реакции на все осложнения.

При неудаче пуск немедленно прекратить и возобновить только после выявления причин отказа и устранения обнаруженных недостатков.

Категорически запрещается выполнять огневые работы (сварку, резку) без разрешения главного инженера и соблюдения предписываемых мер предосторожности.

Для КС сохраняют свое значение все правила техники безопасности, обязательные при эксплуатации магистральных газопроводов, а именно:

- перед пуском КС проверить чистоту технологических коммуникаций;
- пуск КС производить после окончания строительно-монтажных работ при наличии разрешения газинспекции МГП;
- в период эксплуатации КЦ следить за герметичностью маслопроводов и исправностью газоанализаторов;
- запрещается хранить в цехе легко воспламеняющиеся вещества, промасленные обтирочные материалы;
- необходимо своевременно производить ремонты агрегатов. При ремонте агрегаты отключать от технологических трубопроводов и электропитания, согласно ПТЭ компрессорных станций.

Для поступающих на работу после медицинского освидетельствования предусмотрены инструктажи по ТБ: вводный и на рабочем месте.

Для работающих предусмотрены также периодические инструктажи, проводимые ежегодно и ежеквартально, внеочередные инструктажи при изменении условий труда, введении новых правил.

Для организации всей работы по охране труда предусмотрена служба ОТ: в райуправлениях - отдел, на каждой КС - инженер. Основные задачи этой службы: организация работы по созданию безопасных и здоровых условий труда, осуществление контроля за работой производственных подразделений по улучшению условий труда, предупреждение профтравматизма и профзаболеваний.

5 Охрана окружающей среды

5.1 Анализ воздействия проектируемого объекта на окружающую среду

При сооружении и эксплуатации данного объекта в соответствии с технологическими нормами и правилами, принятые в проекте он соответствует всем нормам и правилам по охране окружающей среды принятые в Республике Казахстан.

Проектом предусматривается надежная технология работ, включающая компрессорную станцию, трубопровода и запорных арматур, которые абсолютно герметичны.

Вероятность воздействия на окружающую среду минимальна, но вероятны аварийные ситуации вызванные в связи с использованием некачественных материалов строительства, нарушением технологических операции при не соблюдении технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.п.

На каждом этапе строительства организации, принимающие участие в приемке работ по сооружению трубопроводов, следят за строгим соблюдением требований защиты окружающей природной среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не допускают нарушений условий землепользования, установленных законодательством по охране природы.

Для оценки загрязнения атмосферного воздуха используются две ПДК-среднесуточную и максимально разовую. В случае оценки аварийного загрязнения следует, использовать только максимально разовую концентрацию, считая ее мгновенной, действительно максимально-разовой, не интерполируя на отрезок времени.

Это особенно важно для оценки возможных последствий физиологического действия вредных веществ, (хлор, сероводород, оксиды азота и др.). Для оценки загрязнения воды и почвы используют как максимально-разовые, так и средние по сезонам года концентрации.

При оценке тяжести отдаленных последствий, причиняемых здоровью населения и окружающей среде, на первом месте стоят тяжелые металлы, количество которых в объектах окружающей среды региона месторождения превышает предельно-допустимые значения..

В условиях постоянного наличия в атмосфере месторождения, как минимум, пороговых концентраций сероводорода, также нейротоксического яда, проблема защиты персонала и населения приобретает особый смысл и значение.

Поэтому состояние загрязнения компонентов окружающей среды излагается во взаимосвязи для создания объективной картины, позволяющей планировать соответствующие затраты и мероприятия.

5.2 Воздействия на атмосферу

Состав воздуха и содержание входящих в него компонентов – важнейшие условия существования человека, животного и растительного мира. Основными источниками загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа являются аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и продукты их сгорания.

Отрицательные воздействия загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами.

Наиболее опасными загрязнителями являются: окись углерода и сернистый ангидрид, образующаяся в результате сгорания природного газа, а также сжиженные газы метан, этилен, этан, пропан, бутан и др.

Все газы бесцветные с острым запахом, оказывающие отрицательное влияние на центральную нервную и сердечно-сосудистой системе человека.

Атмосфера в районах добычи нефти загрязняется сернистыми соединениями в результате сжигания минерального топлива в стационарных условиях. Сера может содержаться в виде соединения в угле, природном и нефтяном газе некоторых месторождений. При сжигании газа в факелах сернистые газы улетучиваются в атмосферу.

5.3 Воздействия на гидросферу

Подземная гидросфера представляет собой наиболее динамичную составляющую геологической среды, которая в условиях интенсивного хозяйственного освоения является индикатором экологического состояния. Подземные воды обладают особой «чувствительностью» к любым техногенным воздействиям, а изменения в режиме и качественном состоянии подземных вод приводят к изменениям различных компонентов природной среды.

С учетом этих факторов, решение вопросов рациональной эксплуатации подземных вод и их охраны от истощения и загрязнения является одной из важнейших проблем. Воздействия на гидросферу при сооружении и эксплуатации компрессорной станций и линейной части газопровода минимальна. Воду используют при испытании газопровода на герметичность и прочность, на охлаждение маслоснабжения компрессора и на бытовые нужды. Для производственно-бытовых нужд проектом предусмотрено водоснабжение с существующих линий водопроводов.

5.4 Воздействия на литосферу

Воздействия строительного периода на почвенно-растительный покров (ПРП) определяется конструктивной схемой прокладки трубопровода, технологией сооружения и условиями местности.

Основные воздействия на почвенно-растительный покров связаны с производством подготовительных работ, включающих: расчистку трассы от растительности, планировку полосы, сооружение временных подъездных и вдольтрассовых дорог, устройство полок, срезку продольных склонов, подготовку строительных площадок и переходов через автомобильные и железнодорожные дороги, строительство временных складов для хранения материалов, сооружение жилых городков и т.п.

Значительный объем подготовительных работ выполняется непосредственно на строительной полосе, ширина которой для магистральных подземных трубопроводов определяется в зависимости от диаметра трубы, категории земли и равен 28 м. (для непригодных сельскому хозяйству). При выполнении подготовительных работ происходит интенсивное нарушение ПРП, в результате которого снижается биологическая продуктивность почвы, нарушается водный и температурный режим грунтов, возникает эрозия, а на участках с незначительной мощностью почвенного покрова может произойти полное его уничтожение.

Значительный вред ПРП наносится при передвижении строительной техники и транспортных средств (особенно за пределами строительной полосы и временных дорог), засорение строительных площадок, полосы отвода, пунктов складирования труб и материалов горючесмазочными материалами ГСМ и отходами строительного производства. Между тем именно почвенный покров, представляющий верхнюю, плодородную часть земной коры, аккумулирует влагу и питательные вещества, обеспечивает существование и воспроизводство растительных организмов. Мощность почвенного покрова в среднем составляет 18-20 см. Для образования почвы требуется тысячелетия взаимодействия воздуха, воды, тепла, растительных и животных организмов и особенно микроорганизмов с почвообразующей горной породой.

5.5 Организационные мероприятия

Всесторонний анализ окружающей среды предусматривает оценку ее экологического состояния и влияния на нее естественных и антропогенных воздействий. Характер этих воздействий весьма специфичен. Лимитирующим показателем уровня естественных и антропогенных воздействий является предельно-допустимая экологическая нагрузка (ПДЭН), которая во многих странах установлена в связи с тем, что нормальное функционирование и устойчивость экосистем и биосферы возможны при не превышении определенных предельных нагрузок на них.

Состояние биосферы, непрерывно меняющееся под влиянием естественных факторов, обычно возвращается в первоначальное. Например, изменения температуры и давления, влажности воздуха и почвы происходят в пределах некоторых постоянных средних значений. Изменение состояния биосферы под влиянием антропогенных факторов происходит в более короткие временные сроки. Поэтому, с целью измерения, оценки и прогноза

антропогенных изменений биотической составляющей биосферы (в первую очередь загрязнений) и ответной реакции биоты на эти изменения, а также последующих изменений в экосистемах в результате антропогенных воздействий создана «Программа производственного мониторинга окружающей среды для месторождения Тенгиз».

Результаты ранее проведенных работ – «Экологического аудита» и «Экологического паспорта», позволили оценить существующее экологическое состояние предприятия, воздействие в период его эксплуатации на окружающую среду и послужили основой для разработки данной программы. Объектами мониторинга являлись атмосфера (мониторинг приземного слоя атмосферы), поверхностные воды суши и моря, подземные воды (мониторинг гидросферы), криосфера (мониторинг составляющих климатической системы).

Целью «Программы производственного мониторинга» является создание комплексной системы наблюдений за компонентами окружающей среды, основанной на принципах экологически безопасной деятельности месторождения, гарантирующей минимизацию экологического риска и предотвращения неблагоприятных или необратимых экологических последствий в соответствии с требованиями действующих законодательных и природоохранных документов РК.

При ведении экологического мониторинга решаются следующие задачи:

- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- изучение последствий аварий и происшествий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Система комплексного мониторинга на предприятии предусматривает организацию наблюдений за состоянием следующих компонентов окружающей природной среды.

Мониторинг атмосферы должен быть направлен на контроль текущего состояния загрязнения атмосферного воздуха, оценку загрязнения и выработку мероприятий по его снижению. Прямыми инструментальными методами должны контролироваться основные источники организованных выбросов в атмосферу.

Мониторинг поверхностных и подземных вод заключается в изучении состояния водных объектов (включая временные), расположенных в непосредственной близости от технологических площадок. Он должен включать определение основных гидрохимических параметров – температура, цветность, прозрачность, химическое потребление кислорода (ХПК), биологическое потребление кислорода (БПК), содержание нефти и нефтепродуктов, минерализацию. При наличии риска загрязнения Каспийского моря должно, так же, вестись наблюдение за качеством подземных вод.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения нефтью, химреагентами, солями, тяжелыми металлами и т.д. В случае аварийных ситуаций, особое внимание необходимо обратить на места разливов нефти, пластовых вод и нефтепродуктов. Почвенные пробы анализируются на общие нефтяные и полиароматические углеводороды и тяжелые металлы.

5.6 Природоохранные мероприятия и инженерная защита окружающей среды

На предприятиях магистрального транспорта нефти и газа руководством назначаются лица, ответственные за природоохранную деятельность, и при необходимости будут созданы соответствующие службы. Данные лица и специалисты деятельность которых связана с охраной окружающей среды, обязаны иметь необходимую экологическую подготовку и знание основ законодательства по охране окружающей среды.

В соответствии с экологическим законодательством предприятия магистрального нефтегазопровода при использовании природных ресурсов обязаны:

- использовать природные ресурсы в соответствии с целевыми назначениями и условиями их предоставления;
- соблюдать установленные экологические требования к хозяйственной и иной деятельности, действующие стандарты, технические условия и нормативы качества окружающей среды;
- экономично использовать предоставленные природные ресурсы, не наносить ущерба окружающей среде и не допускать нарушения прав других природопользователей;
- проводить в установленном порядке мероприятия по охране окружающей среды и воспроизводству природных ресурсов;
- своевременно выплачивать установленную плату за пользование природными ресурсами, загрязнение окружающей среды и воспроизводство природных ресурсов;
- предоставлять необходимую информацию по требованию органов, осуществляющих государственный контроль в области охраны окружающей среды.

На предприятиях магистрального нефтегазопровода организовано проведение производственного мониторинга окружающей среды, обеспечивающее:

- учет и отчетность о воздействии осуществляемой хозяйственной деятельности на окружающую среду;
- соответствие средств измерений, используемых для производственного мониторинга, требованиям стандартизации и метрологии;
- своевременную передачу данных производственного мониторинга и отчетности о воздействии на окружающую среду специально уполномоченным исполнительным органам Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Строительство, реконструкция объектов и сооружений магистральных нефтегазопроводов осуществляются при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы на проектную документацию и в соответствии с нормами качества окружающей среды.

Ввод в эксплуатацию объектов и сооружений магистрального нефтепроводного и газопроводного транспорта проводится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом, по актам приемочной комиссий, создаваемых с участием специально уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды.

Предприятие должен ежегодно разрабатывать программу по охране окружающей среды. Порядок разработки экологических программ и их финансирования определяется в соответствии с законодательными документами республики Казахстан.

Запрещается разработка проектов для магистрального нефтегазопроводного транспорта, влияющих на экологию, без оценки возможного воздействия этих объектов на окружающую среду.

Порядок проведения оценки воздействия на окружающую среду определяется требованиями нормативной документации.

На предприятиях магистрального транспорта нефти и газа должен осуществляться производственный контроль в области охраны окружающей среды, предусматривающий проверку выполнения планов и мероприятий по охране окружающей среды, соблюдения законодательства по охране окружающей среды, нормативов ее качества и других экологических требований.

Производственный контроль осуществляется на основании положений, разработанных и утвержденных в установленном законодательством порядке.

Строительной бригадой принимаются все необходимые меры по охране окружающей среды в ходе строительства, а в частности включают следующие природоохранные инженерные мероприятия, но не ограничиваются этим:

- строительство сооружений по предотвращению водной эрозий засыпки и примыкающей полосы отвода, нарушенной строительными работами;

- на наклонной местности помещаются в траншею рогожные мешки, наполненные землей или песком, которые играют роль преград в траншее. Это делается для того, чтобы предотвратить течение воды по дну засыпанной траншей, перемещение подповерхностного грунта и последующее сползание или вымывание засыпки из траншей после ее засыпки;

- вырываются мелкие каналы, необходимые для отвода воды, направление которой изменено преградами, от траншей;

- на наклонной местности обеспечиваются необходимые борозды или террасы поперек трассы трубопровода для отведения потоков воды от траншей в естественные стоки. При необходимости соответствующие преграды из мешков, наполненных землей или песком, помещаются для той же цели выше трассы.

После завершения всех строительных работ предусматривается природоохранное мероприятие по очистке территории, которое включает в себе следующие виды работ:

- уборка территории и удаление всех отходов, мусора и отбросов, таких, как щетки, камни, поддоны, бочки, канистры и т.д. образовавшееся в результате строительных работ.

- удаление всего оборудования и средств, которые были использованы для производства работ;

- удаление всего избыточного и дефектного материала;

- удаление всех ненужных труб и других материалов;

- уборка территорий должна быть постоянной и контролироваться компанией.

На объекте внедряются современные природоохранные сооружения, установки, оборудование и поддерживаться в техническом состоянии, соответствующим требованиям действующих нормативных документов.

Предприятие обязан своевременно вносить плату за пользование природными ресурсами, плату за загрязнение окружающей среды, а также за загрязнение окружающей среды сверх установленных лимитов в порядке, установленном законодательством.

5.7 Защита атмосферы

Для безаварийного проведения работ на месторождении в соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК» предусмотрены следующие оперативные решения:

- использование современного нефтяного и газового оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;

- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- применение прогрессивных технологий и материалов;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий, необходимо снизить производительность от 15 до 50 %, вплоть до полной остановки добычи;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, целостностью трубопроводной системы транспорта нефти и газа, а также факельной системы;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

5.8 Защита гидросферы

Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения подразделяются на:

- профилактические, направленные на сохранение естественного качества подземных вод;
- локализационные, препятствующие увеличению и продвижению создавшегося в водоносном горизонте очага загрязнения;
- восстановительные, проводимые для удаления загрязнителей из водоносного горизонта и восстановления природного качества подземных вод.

Опыт показывает, что для осуществления мероприятий по ликвидации загрязнения подземных вод требуются большие средства; кроме того, возникают технические трудности, связанные с необходимостью очистки откачиваемых загрязненных подземных вод из-за невозможности их использования или сброса в водоем. Поэтому основным направлением в борьбе с загрязнением подземных вод должно быть осуществление системы профилактических мер, учитывающих тесную связь подземных вод с поверхностными.

Главную роль в предупреждении загрязнения подземных вод играют мероприятия общего характера. К их числу, в первую очередь, следует отнести все меры по совершенствованию методов очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод; создание производств с бессточной технологией и канализации; изоляцию коммуникации, несущих сточные воды; ликвидацию или очистку газодымовых выбросов на предприятиях; глубокое подземное захоронение особо вредных стоков, очистка которых экономически не оправдана.

Профилактике загрязнения подземных вод способствует мониторинг качества подземных вод, т.е. научно обоснованная система длительных натуральных наблюдений за основными динамическими характеристиками

водоносного горизонта: уровнями, напорами, химическим и бактериологическим составом, температурой воды и т.п. Анализ этих данных позволит получить пространственно-временную картину загрязнения, объяснить произошедшие изменения, дать прогноз ожидаемых изменений качества подземных вод.

После использования пресной воды в гидростатических испытаниях газопровода его удаляют через пруды-отстойники с последующей фильтрацией для удаления твердых веществ, шламов и загрязняющих веществ в район захоронения отходов. Вода после использования очищается до первоначального уровня в котором он был до испытания.

Вода использованная в хозяйственных нуждах отстаивается в отстойниках и очищается от загрязнителей при помощи химреагентов.

В ходе строительства предусматривается водоводы вдоль трассы, направляющие поток воды в естественные дренажные стоки. Поверхностный сток не отклоняется в другие каналы, отличные от тех, по которым он проходил до прокладки трубопровода.

Водотоки нарушенные строительными работами открываются через трассы и снабжаются траншеями для нормального течения воды.

Принимается все необходимые меры предосторожности для предотвращения притока воды в процессе или после засыпки, а также меры по рациональному использованию воды.

5.9 Защита литосферы

В соответствии с постановлением "О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ" снимается плодородный слой при строительстве трубопровода.

Объем работ по рекультивации зависит от диаметра трубопровода и мощности плодородного слоя.

Для трубопроводов диаметром 1020-1420 мм рекультивация включает следующие виды работы:

- отвал плодородного слоя почвы устраивают на расстоянии 11-13 м от края полосы рекультивации роторным экскаватором ЭТР 254-05 с увеличенной дальностью транспортировки грунта. При необходимости отвал дополнительно перемещают бульдозером до достижения указанного расстояния;

- разработку траншей экскаватором и обратную засыпку трубопровода бульдозером;

- распределение избыточного минерального слоя грунта по полосе рекультивации его уплотнение продольными проходами бульдозеров или автогрейдером.

Восстановительных работ включают следующие виды работ, но не ограничивается этим:

-если планировка земельного участка проводилась для того, чтобы обеспечить проезд строительного оборудования, свести к минимуму сгибание труб, или осуществлялось по любой другой причине, такой земельный участок будет восстановлен в его исходных очертаниях и состоянии;

- участки, используемые для хранения и размещения производственного оборудования, должны быть очищены, а все временные сооружения и строительный мусор удаляются и вывозятся за пределы площадки.

После восстановления очертания очертаний строительной площадки и поверхностных материалов, все работы производится вручную. После восстановления поверхностных материалов на участок закрывается доступ всем транспортным средствам, машинам и оборудованию;

- весь вынутый грунт разравнивается, а земля восстанавливается до исходного состояния. Отсыпанный материал ни в одной точке не возвышается над естественным уровнем прилегающей территорий;

- рабочая полоса восстанавливается с использованием материалов, ранее извлеченных на участке. Материал поверхности восстанавливается до своей первоначальной глубины. Очертания участка восстанавливаются до исходного профиля;

- приводится в первоначальное положение все дренажные системы. Особое внимание уделяется тому, чтобы дренажные каналы не забивались и вода не скапливалась около засыпной бермы, что может привести к затоплению и отклонению течения воды;

- выполняется ремонт и замена заборов, стен и других ограждений, в которых устроены временные проходы или ворота или иные средства пропуска;

- выполняется ремонт террас, дамб, общественных и частных дорог и других сооружений, разрезанных или снесенных в ходе выполнения работ, для их восстановления до состояния, которое будет не хуже или лучше состояния, существовавшего до строительства, и с применением материалов, качество которых не хуже или лучше замененных;

- выполняется ремонт и восстановление до исходного состояния всех общественных полос отвода в местах их пересечения с трассой трубопровода;

- все ямы, выступы, врубы и прочие неправильности поверхности, созданные в ходе строительства засыпаются и выравниваются. Окружающая территория должна восстанавливаться до стабильного и пригодного состояния, которое может обоснованно потребоваться с учетом состояния территории до начала работ;

- удаляются все временные средства доступа к трассе трубопровода, которое обеспечивалось, кроме тех которое дальше эксплуатируются.

Все вспомогательные сооружения, включая, но не ограничиваясь таковыми:

-мосты, водопропускные трубы, шпунтовые ограждения, столбы, знаки, временные стоянки, строительные реперы и т.д. смонтированные или установленные в качестве временных демонтируются. Все повреждения,

причиненные трубам, соседним объектам или примыкающим земельным участкам вследствие демонтажа временных сооружений устраняются.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты дипломного проекта заключаются в следующем:

- дана схема казахстанского участка магистрального газопровода «Казахстан-Китай»;

- рассмотрены общая характеристика объекта, физико-географические и климатические условия, объемы транспортировки газа и маршруты трассы газопровода, способы электрохимзащиты, определены исходные расчетные данные, осуществлен подбор основного оборудования компрессора, произведена проверка прочности газопровода, мероприятия по организации техники безопасности и охране труда, по устранению чрезвычайных ситуаций, по соблюдению безопасности охраны окружающей среды.

Общая протяженность газопровода составляет 1302,75 километра. Газопровод проходит по территории Южно-Казахстанской, Жамбылской, Алматинской областей, в следствии чего происходит затруднение прокладки и эксплуатации данного газопровода в связи с изменениями климатических условий исходя из состава физико-химических свойств газа, которые указаны в таблице.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы;
2. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы
3. СНиП II-89-80*. Генеральные планы промышленных предприятий;
4. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы;
5. ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
6. СНиП РК 2.04-01-2001 Строительная климатология. Изд. 2002 г.;
7. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы;
8. СНиП РК 3.05-09-01. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
9. СНиП РК 2.03-30-06 «Строительство в сейсмических районах»;
10. ВСН 2-137-81 «Инструкция по проектированию магистральных трубопроводов в сейсмических районах»;
11. СНиП РК 1.03-05-01 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»
12. Правила устройств электроустановок, 2004 г.;
13. РНТП 01-94 «Определение категорий помещений, зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности», Республиканские нормы технологического проектирования.
14. Алиев Р.А., Березина И.В., Телегин Л.Г., Яковлев Е.И. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз.
15. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Лежнев М.А. Ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов.
16. Васильев Г.Г., Орехов В.В. и др. Сооружение и ремонт газонефтепроводов.
17. Шумайлов А.С. и др. Диагностирование магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1992.

8	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год Satbayev University (Г.М.И)	Лобанова Е.В.	16
9	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год Satbayev University (Г.М.И)	Лобанова Е.В.	16
10	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год Satbayev University (Г.М.И)	Лобанова Е.В.	16

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

Не обнаружено каких либо

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	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год Satbayev University (Г.М.И)	Лобанова Е.В.	80 (8)
2	Исследование каталитического окисления 3 – метилпиридина Satbayev University (И.Х.И)	Билалова Салтанат Оразкызы	20 (2)
3	Проект обогатительной фабрики по переработке медно-свинцово-цинковых руд "Риддерского" месторождения производительностью 1.2 млн. т руды Satbayev University (Г.М.И)	Имангалиев Н.А.	14 (2)
4	Исследование методов обессоливания водонефтяных эмульсий на Павлодарском нефтехимическом заводе Satbayev University (И.Х.И)	Ибрагимов Назымжан Бурханжанович	6 (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	Документ из базы НЭУ 51d295d1-4d30-48b2-82a6-0731c0a80d1d.docx NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	па	48 (6)
2	Проблемы в оценке эффективности маркетинговой деятельности компании NARXOZ (NEU) (Бизнес школа)	Дун Чаншэн	43 (1)
3	Организация и технология работ ТО и ТР на СТО «Auto Way» г. Усть-Каменогорск D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПИМУП)	Васильков С.Л. 15 ААз-3	11 (1)

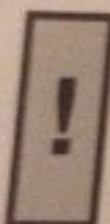
Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0a65625a2ac78b4d43b88421306c27_1.html	374 (39)
2	URL_ https://knowledge.allbest.ru/physics/3c0a65635b2bc69a4d43b88521216d27_2.html	290 (38)
3	URL_ http://docs.cntd.ru/document/1200103173	28 (4)
4	URL_ https://studfiles.net/preview/6873047/	25 (2)



Университет:	Satbayev University
Название:	Увеличение пропускной способности газопровода Казахстан - Китай _Ергентай Д.С.
Автор:	Аралбай А.Е., Паншаев Н.М. doc
Координатор:	Паншаев Н.М. Ергентай Д.С. Аралбай А.Е.
Дата отчета:	Нурболат Джексенбаев 2019-05-14 01:54:19
Коэффициент подобия № 1:	9,9%
Коэффициент подобия № 2:	1,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	9 886
Число знаков:	78 879
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	40



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 20



Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0a65625a2ac78b4d43b88421306c27_1.html		57
2	Проблемы в оценке эффективности маркетинговой деятельности компании NARXOZ (NEU) (Бизнес школа)	Дун Чаншэн	43
3	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0a65625a2ac78b4d43b88421306c27_1.html		18
4	URL_ http://base.garant.ru/4174553/		18
5	URL_ https://knowledge.allbest.ru/physics/3c0a65635b2bc69a4d43b88521216d27_2.html		18
6	URL_ https://studfiles.net/preview/6873047/		17
7	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0a65625a2ac78b4d43b88421306c27_1.html		17

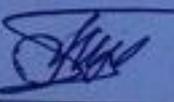
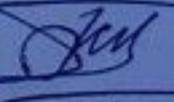
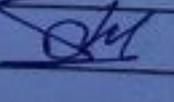
ГРАФИК

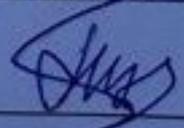
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	07.01.2019 – 02.03.2019	
Расчетная часть	17.01.2019 – 12.03.2019	
Технико-экономическая часть	14.03.2019 – 04.04.2019	
Безопасность и охрана труда	17.03.2019 – 15.04.2019	
Охрана окружающей среды	17.03.2019 – 29.04.2019	

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор	02.03.2019	
Расчетная часть	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор	12.03.2019	
Технико-экономическая часть	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор	04.04.2019	
Безопасность и охрана труда	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор	15.04.2019	
Охрана окружающей среды	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор	29.04.2019	
Нормоконтроль	Иргибаев Т.И., к.т.н., сениор-лектор	29.04.2019	

Научный руководитель  _____

Т.И. Иргибаев

Задание принял к исполнению обучающийся _____

Дата " _____ " _____ 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

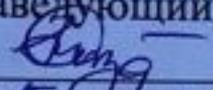
Институт Геологии и нефтегазового дела

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ


М.К. Сыздыков

«15» 01 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающему Паншаев Н.М. Ергентай Д.С. Аралбай А.Е.

Тема: «Увеличение пропускной способности газопровода Казахстан - Китай»

Утверждена приказом ректора университета № _____ от « 28 » января 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта: _____ «15» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: *Общая протяженность газопровода – 1302,75 км, средний диаметр трубопровода - 1220 мм, средняя толщина стенки трубопровода – 12 мм, проектное давление 5,5*

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекта вопросов:

а) Технико-технологическая часть; б) Расчетная часть; в) Технико-экономическая часть; г) Безопасность и охрана труда; д) Охрана окружающей среды.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): 1) Ситуационный план трассы газопровода; 2) Генплан КС; 3) Технологическая схема КС; 4) Технологическая схема газопровода; 5) Установка катодной защиты; 6) Сводная таблица технико-экономических показателей.

Рекомендуемая основная литература: из 17 наименований

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

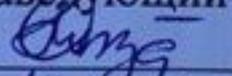
Институт Геологии и нефтегазового дела

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ

 М.К. Сыздыков
«14» 10 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему «Увеличение пропускной способности газопровода Казахстан - Китай»

по специальности 5B070800-Нефтегазовое дело

Выполнил: Паншаев Н.М., Ергентай Д.С., Аралбай А.Е.

Научный руководитель

К.т.н., сениор-лектор

 Т.И. Иргибаяев

«10» май 2019 г.

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект Ергентай Д.С., Аралбай А.Е., Паншаева Н.М.
по специальности 050708 – Нефтегазовое дело

Тема: Увеличение пропускной способности газопровода Казахстан-Китай

Дипломный проекта рассматривает один из важных объектов перекачки газа на экспорт по магистральному газопроводу Казахстан – Китай.

Основной производственной задачей газопровода является транзитная перекачка газ в экспортном направлении.

Для решения этой задачи в соответствии с целью дипломного проекта дипломанты выполнили достаточный объем работы.

В технико-технологическом разделе проекта указано подробное сведение о газопроводе, краткая природно-климатическая характеристика района.

В расчетной части представлены расчеты по определению толщины стенки газопровода, режимов работы КС.

Все мероприятия, предлагаемые в настоящем дипломном проекте, в совокупности обеспечивают надежность и безопасность существующей системы перекачки газа.

Дипломники Ергентай Д.С., Аралбай А.Е., Паншаев Н.М. проявили самостоятельность, показали достаточно хорошую теоретическую базу и практические навыки.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ним и рекомендуется к защите в ГАК, а дипломанты Ергентай Данияр Садыкулы, Аралбай Айбек Еркинулы, Паншаев Наджимидин Мухиддинович заслуживают присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель
К.т.н., сениор-лектор
кафедры НИ



Иргибаев Т.И.

«10» май 2019г.

5 URL	18 (1)
http://base.garant.ru/4174553/	
6 URL	11 (1)
http://www.ulstu.ru/main?cmd=file&object=7016	
7 URL	10 (1)
https://websot.jimdo.com/обучение/учебный-курс/цвета-сигнальные-знаки-безопасности-и-сигнальная-разметка/	