

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект Сарсебекова Армана Ертаевича
по специальности 050708 – Нефтегазовое дело

Тема: Подключение нефтепровода Кенкияк – Атырау к нефтепроводу Кенкияк-Кумколь

Тема дипломного проекта рассматривает один из важных объектов перекачки нефти на экспорт по трубопроводной системе Республики – на участке магистрального нефтепровода «Кенкияк-Атырау» способом реверса.

Основной производственной задачей нефтепровода является перекачка нефти в экспортном направлении через Кумколь.

В технико-технологическом разделе проекта указано подробное описание основных и вспомогательных объектов нефтепровода и указаны пути повышения пропускной способности нефтепровода.

В расчетной части оценены основные значения характеристик магистральных и подпорных насосов, расчеты по резервуарному парку, их полезный фактический и суммарный объемы, расчеты на устойчивость, а также гидравлические расчеты по этапам реконструкции.

Дипломник Сарсебеков А.Е. проявил себя самостоятельным и инициативным студентом, показал достаточно хорошую теоретическую базу и практические навыки, умение делать грамотные выводы, анализировать технологические аспекты и технико-экономическое обоснование.

На основании вышеизложенного, можно считать, что дипломный проект рекомендуется к защите в ГАК, а дипломант Сарсебеков Арман Ертаевич заслуживает присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

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



Иргибаев Т.И.

«2» мая 2019г.



Университет:	Saibayev University
Название:	Подключения нефтепровода Кенкияк-Атырау к нефтепроводу Кенкияк-Кумколь_Сарсебеков А.Е..doc
Автор:	Сарсебеков А.Е.
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-01 18:17:11
Коэффициент подобия № 1:	14,6%
Коэффициент подобия № 2:	4,6%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	12 080
Число знаков:	93 318
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество заверенных проверок:	15

! 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 1

»»» Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://ecohp.ru/calculation-of-water-hammer.html		66
2	URL_ https://studfiles.net/preview/4167978/page-38/		58
3	URL_ https://studfiles.net/preview/4167981/page-18/		38
4	URL_ http://lib.ghcollege.com.ua/library/3_%d0%a2%d0%95%d0%a5%d0%9d%d0%98%d0%9a%d0%90_%d0%98_%d0%a2%d0%95%d0%a5%d0%9d%d0%98%d0%9a7%d0%95%d0%a1%d0%9a%d0%98%d0%95_%d0%9d%d0%90%d0%a		37
5	URL_ https://gazovik-pgo.ru/cat/articles2/expulaciya_rezervuarov_neftebaz/ohrana/		37
6	URL_ http://ecohp.ru/calculation-of-water-hammer.html		35
7	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00480194_0.html		34
8	URL_ https://studfiles.net/preview/4167978/page-38/		33
9	URL_ http://stud.wiki/physics/3c0c65635a2ac78b4c53a88421216d37_0.html		31
10	URL_ https://gazovik-pgo.ru/cat/articles2/expulaciya_rezervuarov_neftebaz/ohrana/		30

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

Не обнаружено каких-либо заимствований

»»» Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Системы отопления, вентиляции кондиционирование 9-ти этажного общежития в городе Астана Saibayev University (I_AиC)	Орынбаевой Анар Берикбаевой	45 (6)
2	Дипломная работа Бакитова АБ (1).docx Saibayev University (I_И_В_Т)	Бакитов Асхат Бахытжанович	40 (3)
3	Создание высокооктановых кислородсодержащих композиций на основе изобутил-трет-бутилового эфира Saibayev University (I_X И)	Булатова Диляра Адельевна	12 (2)

»»» Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

»»» Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ http://ecohp.ru/calculation-of-water-hammer.html	212 (11)

2	URL_ http://flightcollege.com.ua/library/3_%d0%a2%d0%95%d0%a5%d0%9d%d0%98%d0%9a%d0%90_%d0%98_%d0%a2%d0%95%d0%a5%d0%9d%d0%98%d0%a7%d0%95%d0%a1%d0%9a%d0%98%d0%95_%d0%9d%d0%98	201 (20)
3	URL_ https://gazovik-pgo.ru/cat/articles2/expluatacia_rezervuarov_neftebaz_ohrana/	151 (11)
4	URL_ https://studfiles.net/preview/4167978/page:38/	119 (3)
5	URL_ https://zjgo.su/%D1%80%D0%BD1%84%D0%BD1%80%D0%B0%D1%82%D1%8B/83522/	117 (13)
6	URL_ http://stud.wikiiphysics/3c0b65635a2ac78b4c53a88421216d37_0.html	110 (7)
7	URL_ http://masters.donntu.org/2010/fimm/trotimova/librarij/77/st77.html	83 (11)
8	URL_ https://studfiles.net/preview/4167981/page:18/	60 (3)
9	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0b65635b3ac68b4d43a89521216d26_0.html	50 (6)
10	URL_ https://pdnr.ru/a19150.html	47 (2)
11	URL_ http://www.vstmaq.ru/ru/archives-all/2010/2010-10/701-opyt-oidravlicheskih-udarov	39 (4)
12	URL_ http://normativ.info/spiprk/spiprk.html	38 (3)
13	URL_ https://lektii.org/2-28053.html	38 (2)
14	URL_ https://docinfo.ru/vrd/vrd-39-1-10-006-2009/	37 (5)
15	URL_ https://lektii.com/1-98980.html	36 (3)
16	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00480194_0.html	34 (1)
17	URL_ http://rety.ru/77/274966-vivanie-oidravlicheskojo-udara-na-nadezhnost-raboty-seu-i-sposoby-ego-predotvrascheniya.html	32 (2)
18	URL_ https://bestprofi.com/document/584345984	32 (2)
19	URL_ https://poznayka.org/s14253t1.html	28 (3)
20	URL_ http://docs.cntd.ru/document/1200111797	24 (2)
21	URL_ http://rdocs.exdat.com/docs/index-150182.html	21 (2)
22	URL_ http://www.kmg.kz/uploads/documents/reports/2013/KMG-Annual-Report-2013-RU.pdf	21 (4)
23	URL_ http://nfi-oil.ru/article/view/4829/4477	18 (3)
24	URL_ https://studfiles.net/preview/2653458/page:2/	17 (2)
25	URL_ https://economy.ru/info/info/12871/	16 (3)
26	URL_ https://www.fqwilson.kz/news/postavka-oborudovaniya-dlya-ac-kazitranspvl	14 (1)
27	URL_ http://www.kigan.ru/content/view/1276/8/	14 (2)
28	URL_ https://studfiles.net/preview/2630218/page:6/	14 (2)
29	URL_ https://ret.net.ua/bwvk/3997v1/bp/oktirovanie-magistral-nogo-neftep.ovoda-proizvoditei	13 (1)
30	URL_ http://elib.osu.by:8080/bitstream/123456789/14154/1/Kovalenko_2006_1.pdf	12 (2)
31	URL_ https://studbooks.net/1545646/tovarovedenie/proverka_prochnosti_ustoychivosti_truboprovoda	10 (2)
32	URL_ https://tekstidetroit.weebly.com/bjqa/korshak-nechvali-truboprovodnij-transport-uchebnik	9 (1)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И.Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Сарсебеков А.Е.

Подключение нефтепровода Кенкияк-Атырау к нефтепроводу Кенкияк-
Кумколь

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

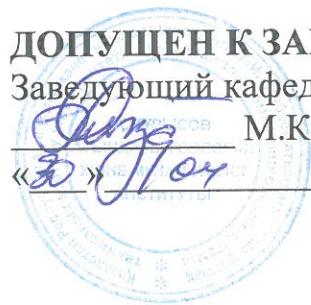
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой НИ
М.К. Сыздыков
«30» 04 2019 г.



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

На тему «Подключение нефтепровода Кенкияк-Атырау к нефтепроводу
Кенкияк-Кумколь»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил

Сарсебеков А.Е.

Научный руководитель

Т.И. Иргибаяев
«30» 04 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

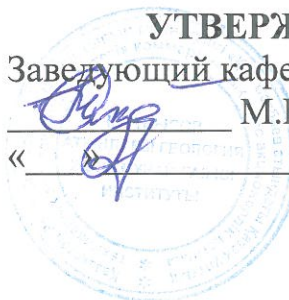
5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ

М.К. Сыздыков

« _____ » _____ 2019 г.



ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающему Сарсебекову Арману Ертаевичу

Тема: «Подключение нефтепровода Кенкияк-Атырау к нефтепроводу Кенкияк-Кумколь»

Утверждена приказом ректора университета № 487 от 20.12.2018г.

Срок сдачи законченного проекта: «30» апреля 2019г.

Исходные данные к дипломному проекту: материалы, взятые из преддипломной практики, исходные данные для гидравлического расчета нефтепровода

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

а) технико-технологическая часть; б) расчетная часть; в) специальная часть; г) экономическая часть; д) безопасность и охрана труда; е) охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): генплан ГНПС Атырау, сжатый профиль трассы Кенкияк-Атырау; технологическая схема ГНПС Кенкияк; технологическая схема промежуточной НПС, насосный цех НПС, ТЭП.








Рекомендуемая основная литература: из 26 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

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

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Техника-технологическая часть	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19	
Расчетная часть	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19	
Спец. часть	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19	
Экономическая часть	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19	
Безопасность и охрана труда	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19	
Охрана окружающей среды	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19	
Нормоконтроль	Т.И. Иргibaев, к.т.н.	30.04.19.	

Научный руководитель _____



Т.И. Иргibaев

Задание принял к исполнению обучающийся _____



А.Е. Сарсебеков

Дата " 09 " апреля 2019 г.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе был комплексно рассчитан магистральный нефтепровод «Кенкияк-Атырау» протяженностью 448,85 километров. При этом гидравлические расчеты с техническим решением и технологической схемой проведены по увеличению пропускной способности трубопровода с 2,5 млн тонн до 4 млн, 6 млн и максимально до 12 млн тонн.

Подробно описана природно-климатическая характеристика района строительства магистрального трубопровода с описанием температуры наружного воздуха, ветровой и снеговой нагрузки, а также сейсмичности.

Специальная часть работы включает комплексные меры по предупреждению возможного появления гидравлического удара и описаны способы по его устранению и восстановлению работы трубопровода.

В экономической части были рассчитаны капитальные вложения по сооружению части трубопровода и строительства капитального оборудования, а также выполнены расчеты эксплуатационных расходов, фонда заработной платы и амортизации основных фондов.

Описаны меры по безопасности и охране труда с изложением основ промышленной санитарии, профилактики возможной производственной вибрации и коррозии трубопровода.

Обоснованы меры по охране окружающей среды по сокращению вредных выбросов для предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, водных объектов и почвенного покрова при строительстве и эксплуатации магистрального трубопровода.

АННОТАЦИЯ

Дипломдық жұмыста ұзындығы 448,85 километр болатын «Кеңкияқ-Атырау» магистралдық өткізуші труба жүйелі түрде есептелген. Техникалық шешім мен технологиялық сызба негізінде өткізуші трубаның өткізу қабілетін 2.5 млн тоннадан 4 млн, 6 млн және 12 млн тоннаға дейін ұлғайту гидравликалық есептері корсетілген.

Магистралдық өткізуші труба құрылысы жүргізілетін ауданның тағаттық- климаттық толықтай сипаты, сыртқы ауа температурасы, жел және қар мөлшері мен жер сілкініс жағдайы берілген.

Арнайы бөлімде мүмкін болатындай гидравликалық соққының алдын алу және бола қалғанда оны жөндеу мен өткізгіш трубаның жұмысын қалпына келтіру мәселелері сипатталған.

Экономикалық бөлімде өткізгіш трубаның бөлігін жасаудағы және капиталдық құрылымдар құрылысындағы капиталдық шығын есептелген, және эксплуатациялық шығындар, жалақы қоры мен негізгі қорлар амортизациясы есептелінген.

Қауіпсіздік мен еңбекті қорғау мәселелері өндірістік санитария негіздерінде, өткізгіш трубада мүмкін болатындай өндірістік вибрация мен коррозиялардың алдын алу келтірілген.

Магистралдық өткізгіш труба құрылысы жүргізілгенде және оны пайдалануда болатын зиянды шығарылымдарды атмосфералық ауада, су объектілерінде және топырақ бетінде азайту негізінде сыртқы ортаны қорғау мәселері негізделген.

ANNOTATION

In the diploma work was comprehensively calculated the Kenkiyak-Atyrau trunk pipeline with a length of 448.85 kilometers. At the same time, hydraulic calculations with the technical solution and the technological scheme were carried out to increase the capacity of the pipeline from 2.5 million tons to 4 million, 6 million and maximum to 12 million tons.

The climatic characteristics of the area of construction of the main pipeline with the description of the outdoor temperature, wind and snow loads, as well as seismicity are described in detail.

A special part of the work includes comprehensive measures to prevent the possible occurrence of a water hammer and describes ways to eliminate it and restore the operation of the pipeline.

In the economic part, capital investments were calculated for the construction of part of the pipeline and the construction of capital equipment, as well as the calculations of operating costs, wage fund and depreciation of fixed assets.

The measures for safety and labor protection are described, outlining the basics of industrial sanitation, preventing possible industrial vibration and corrosion of the pipeline.

Substantiated measures for the protection of the environment to reduce harmful emissions to prevent pollution of atmospheric air, water bodies and soil cover during the construction and operation of the main pipeline.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. Техничко-технологическая часть	11
1.1 Характеристика эксплуатирующей организацией	11
1.2 Технологическая схема.....	13
1.3 Основные технические решения по реконструкции НПС «имени Касымова Т.М.»	14
1.4 Природно-климатическая характеристика	15
1.5 Инженерно-геологические изыскания	15
1.6 Работа нефтепровода до увеличения пропускной способности	15
1.7 Технологические трубопроводы.....	16
1.8 Увеличение пропускной способности на трассе «Кенкияк –Атырау» до 12 млн.т/год.....	17
1.9 Резервуарный парк	19
2. Расчетная часть	22
2.1 Гидравлические расчёты нефтепровода Кенкияк-Атырау	22
2.2 Гидравлический расчет нефтепровода Атырау-Кенкияк (реверс).....	28
3. Специальная часть	36
3.1 Гидравлический удар в трубопроводах	36
3.2 Виды гидравлических ударов	40
3.3 Возможные пути предупреждения гидравлических ударов	43
3.4 Гашение ударной волны	43
3.5 Специальные устройства для ослабления ударной волны	44
4. Экономическая часть	48
4.1 Обоснование капитальных вложений	48
4.2 Расчет эксплуатационных расходов	48
4.3 Фонд заработной платы	49
4.4 Расчет амортизации основных фондов	51
5. Безопасность и охрана труда	52
5.1 Производственная санитария. Производственная вибрация	52
5.2 Мероприятия по обеспечению надежности трубопроводов	54
6. Охрана окружающей среды	57
6.1 Вредные выбросы в окружающую среду	57
6.2 Мероприятия по сокращению вредных выбросов в окружающую среду	58
6.3 Охрана атмосферного воздуха	59
6.4 Охрана водных объектов	60
6.5 Охрана почвы.....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	63

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из наиболее развитых видов транспортировки нефти из мест ее добычи к местам переработки является трубопроводный транспорт, который по объему грузооборота существенно превзошел железнодорожный и другие способы перевозки данного углеводородного сырья.

Магистральными считаются трубопроводы, предназначенные для дальнего транспорта нефти из района добычи (или производства) в пункты его потребления. Основными характеристиками магистральных трубопроводов являются большая протяженность, высокое рабочее давление, большой диаметр и наличие на пути перекачивающих станций. Если рассматривать трубопроводную систему транспорта нефти (нефтепроводы), необходимо отметить, что ей в основном свойственны особенности, которые характерны для крупных систем энергетики. К ним следует отнести сложность, взаимосвязь с прочими отраслями экономики и промышленности, территориальная рассредоточенность, непрерывность обновления и развития, постоянство функционирования и инерционность, разноцелевой характер и неравномерность приема-сдаточных процессов нефти.

На сегодняшний день в мировом масштабе лидерами по использованию магистрального нефтяного трубопровода являются российская компания «Транснефть» и канадское предприятие «Enbridge».

В настоящее время в Республике Казахстан наибольшую активность приобрело развитие экспортного направления на восток, в сторону Китайской Народной Республики. АО «НК «КазМунайГаз» проводит совместно с Китайской национальной нефтяной корпорацией работу по проекту строительства нефтепровода «Казахстан – Китай».

Реализация строительства магистрального нефтепровода «Казахстан – Китай» предусматривает два этапа. Строительство проекта нефтепровода «Атасу – Алашанькоу» является первым этапом реализации. В рамках 2-го этапа проекта строительства магистрального нефтепровода Казахстан-Китай, предусмотрено 2 очереди, первой из которых является реализация проекта строительства нефтепровода «Кенкияк – Кумколь», пропускной способностью 10 млн.т/год. Вторая очередь предполагает достижение полной проектной мощности – 20 млн.т/год в точке Алашанькоу.

Эксплуатация практически всех магистральных нефтепроводов Казахстана осуществляется акционерной компанией АО «КазТрансОйл», являющейся крупнейшей нефтепроводной компанией Республики Казахстан, которая оказывает услуги по транспортировке нефти на экспорт и на внутренний рынок. В условиях сокращения добычи нефти и объемов ее перекачки, увеличения производственных издержек, изнашивания основных активов (трубопроводов, резервуаров, оборудования и др.) АО «КазТрансОйл» удалось обеспечить не только устойчивую работу нефтепроводов, сберечь и удержать высококвалифицированных специалистов, повысить пропускную

способность наиболее значимых направлений, но и осуществить проектирование и завершить строительство важнейших новых магистралей. Все это дает уверенность в том, что один из важнейших сегментов системы трубопроводного транспорта будет и сегодня, и в будущем способствовать подъему топливно-энергетического комплекса в частности и экономики Республики Казахстан в целом.

1 Технико-технологическая часть

1.1 Характеристика эксплуатирующей организацией

АО «КазТрансОйл» является дочерней организацией АО НК «КазМунайГаз». АО «КазТрансОйл» располагает мощной разветвленной сетью магистральных трубопроводов, осуществляет транспортировку нефти на экспорт, а также на нефтеперерабатывающие заводы Казахстана.

В структуру АО "КазТрансОйл" входят следующие активы:

- 1) Центральный аппарат;
- 2) Нефтепроводные управления (8 шт.);
- 3) Западное управления операторских услуг;
- 4) Восточное управление операторских услуг;
- 5) Представительства в городах Москва, Самара, Омск;
- 6) Научно-технический центр в городе Алматы.

По состоянию на 31 марта 2019 г. Актюбинское нефтепроводное управление эксплуатирует нефтепроводы протяженностью – 248,5 км, в том числе:

- нефтепровод «Кенкияк-Атырау» Ду-600 мм протяжённостью 199,7 км;
- нефтепровод «Жаназол-Кенкияк» Ду-500 мм протяженностью 51,1 км;
- нефтепровод «Алибекмола-Кенкияк» Ду-500 мм протяженностью 15,0 км;
- нефтепровод «Кенкияк-Орск» Ду-500 мм, 2-нитка, протяженностью 179,9 км;

Общая протяженность трассы магистральных нефтепроводов всего по Актюбинскому нефтепроводному управлению составляет 248,5 км, в том числе по диаметрам:

- Ду-500 мм – 248,5 км.

При этом прием (сбор) нефти от всех грузоотправителей производится на ГНПС «Кенкияк», а перекачка (поставка) нефти производится по трём направлениям:

- 1) По нефтепроводу «Кенкияк-Орск» перекачка осуществляется только до ННЭ «Бестатак» (179,9км);
- 2) По нефтепроводу «Кенкияк-Атырау»;
- 3) По нефтепроводу «Кенкияк-Кумколь».

Магистральные нефтепроводы работают согласно утвержденным технологическим режимам. На сегодняшний день, по результатам проведенных ВТД, устранены все дефекты, ограничивающие давления работы нефтепроводов, установленных утвержденной картой установок технологических защит магистральных трубопроводов.

Актюбинским НУ эксплуатируются также:

- Резервуарные парки для нефти объемом – 55 тыс.м³;
- Подводные переходы: – 6,86 км.

На сегодняшний день в Актюбинском НУ имеется три резервуарных парка расположенных на ГНПС «Кенкияк» и ГНПС «Алибекмола». Резервуарный парк ГНПС «Кенкияк» состоит из 6 наземных вертикальных стальных резервуаров со стационарным сферическим покрытием, ёмкостью 5000 м³ каждый и 4 резервуара РВСП-10000 м³ с понтоном. Общий объём парка на ГНПС «Кенкияк» – 40000 м³. Резервуарный парк ГНПС «Алибекмола» состоит из 3-х резервуаров с понтонами РВСП-5000 м³, с общим объёмом 15000 м³.

Все резервуары управления, за исключением резервуаров ГНПС «Алибекмола» (2003 год) и резервуаров РВСП-10000 м³ на ГНПС «Кенкияк» (2004 год), были построены в 1985 году. Для измерения уровня нефти на всех НПС в 2001 году внедрена в эксплуатацию система измерения нефти SAAB «Tank Radar» RTG-3940 производство Швеции.

С целью уменьшения потерь нефти от испарения и снижения вредного воздействия на атмосферу и окружающую среду резервуары обвязаны газо-уравнительной системой (ГУС).

Основание для разработки

Разработка Проекта на «Увеличение пропускной способности нефтепровода «Казахстан-Китай». Первый этап реверса участка нефтепровода «Кенкияк-Атырау» (реверс) производительностью до 6 млн. тонн в год» выполнено на основании:

- Соглашение об основных принципах строительства второго этапа нефтепровода «Казахстан-Китай» между Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией и акционерным обществом «Национальная компания «КазМунайГаз» от 20 декабря 2006 г. и дополнительное соглашение № 2 от 14 октября 2009 г. к нему.

Цель разработки

Целью данного Проекта является разработка основных технических решений по нефтеперекачивающим станциям участков нефтепровода «Кенкияк-Атырау» (реверс) для обеспечения перекачки нефти в объеме 6 млн. тонн в год в направлении от НПС «им. Н.Н. Шманова» (далее – ГНПС-663) до ГНПС «Кенкияк». В соответствии с письмом № 12-07-235/И от 16.01.2018г. в Проекте принято решение о применении основного оборудования из расчета максимальной пропускной способности нефтепровода до 12 млн.т/год (1712 м³/час).

1.2 Технологическая схема

Технологическая схема реконструкции УПОУ и СИКН НПС «Касымова» выполняет функции приема с месторождений Тенгиз, Карачаганак, Мангышлака, хранения, анализа, учета расхода и дальнейшей транспортировки в направлениях Самары, КТК, АНПЗ.

В настоящее время НПС «Касымова» из Кенкияка принимает нефть в объеме до 2.8 млн.тн./год с $P_p=0,3$ МПа.

Существующий узел учета нефти и приема очистных и диагностических устройств на НПС «Касымова» имеют ограничение по давлению до 1,6 МПа и температуре до 45°C.

На сегодняшний день на НПС выполнена реконструкция на двух участках:

- реконструкция трубопроводной обвязки подпорных насосов;
- перемычка между напорным коллектором с подпорных насосов и резервуарным парком с врезкой в выходной коллектор после существующего узла приема очистных и диагностических устройств.

Выполненная обвязка позволяет транспортировать нефть минуя существующие узел учета нефти и узел приема ОУ на НПС «Касымова».

Учет нефти при такой транспортировке временно возможно вести по резервуарному парку.

Проектом предусмотрена установка дополнительной перемычки на входном и выходном коллекторах магистральной насосной № 4, (см. Протокол от 9-10 октября 2012г. г. Атырау.)

Для переобвязки коллекторов существующего узла учета нефти, обеспечивающей транспортировку нефти минуя существующий узел учета нефти, рассчитанный на рабочее давление $P=1,6$ МПа предусмотрена установка кранов M0V 101803 и M0V 101804.

В проекте, после реконструкции сооружений на ГНПС «Касымова» в части ТОО «МунайТас» (далее – Товарищество) предусмотрена возможность транспорта нефтесмеси в реверсном направлении по существующему участку Кенкияк - Атырау.

При реконструкции ГНПС «Касымова» для первой очереди, необходимо выполнить следующие работы:

- Демонтаж существующей камеры приема очистного устройства.
- Монтаж проектируемой камеры запуска очистного устройства с использованием существующей трубной обвязки в соответствии с технологической схемой реконструкции.

- При условии ограничении выходного давления до 1,6МПа (на участке от НПС «Касымова» до НПС 663) для учета нефти будет использоваться существующий СИКН с реконструкцией трубной обвязки коллекторов.

- По вновь выполненной технологической схеме нет необходимости в существующих узлах фильтров-грязеуловителей и блока предохранительных клапанов, данные узлы рекомендуется демонтировать.

- Монтаж перемычки на входном и выходном коллекторах магистральной насосной № 4.

- В соответствии с ГОСТ СТ РК 51164-2005, для подземных труб нефтепровода применяется наружное антикоррозионное покрытие усиленного типа, 3-х слойная полиэтиленовая пленка заводского исполнения (ЗРЕ), толщиной 3,0 мм.

- После строительства перемычки, площадки с размещенными на ней узлом запуска приема очистного устройства, узлом учета нефти и ввода в эксплуатацию проектируемой ГНПС-663 с 2015 года, транспортировка нефти от НПС «Касымова» предусмотрена в направлении до ГНПС-663.

1.3 Основные технические решения по реконструкции НПС «имени Касымова Т.М.»

Схемой трубной обвязки и КИП реконструкции НПС «имени Касымова Т.М.» предусматривается:

Местное управление:

- электроприводными шаровыми кранами (открыть-стоп-закрыть) с ключом выбора режима (отключить, местное, дистанционное).

Телесигнализация:

- положение управляемых электроприводных шаровых кранов (открыт-закрыт-открывается, закрывается, неисправность).

Шаровые краны (XV-101802, XV-101803, XV-101804) оборудованы электрическими приводами, ручным управлением, ключом выбора режима (отключить, местное, дистанционное), конечными выключателями и размещаются на надземной части трубопровода.

Управление и контроль шаровыми кранами предусматривается на базе существующей станции распределенного ввода/вывода ET-200M в аппаратной СИКН и программируемого логического контроллера (РЪС), установленного в существующей операторной Атырауского нефтепроводного управления.

Кабельные проводки от приводов задвижек выполняются кабелем, бронированным с медными жилами в изоляции из ПВХ, со скрученными витыми парами, с общим экраном, ПВХ оболочке и защитным ПВХ покровом брони.

Кабели по площадке до существующей эстакады прокладываются в траншее. Далее по существующей эстакаде кабели, проложенные в лотках с крышками, идут до Блок-блока аппаратной СИКН. Для трех новых кранов используются существующие кабели от Блок-блока аппаратной СИКН до аппаратной МДП НПС «им. Касымова Т.М.» четырех демонтируемых шаровых кранов. Объемы затрат для корректировки ПО и видеокладов в МДП НПС «им. Касымова Т.М.», связанных с реконструкцией, предусматриваются в сметном расчете.

1.4 Природно-климатическая характеристика

Район строительства объекта реконструкции НПС, согласно представленным фондовым материалам Отчета по инженерно-геологическим изысканиям, характеризуются

следующими природно-климатическими условиями:

- расчетная зимняя температура - 25°C;
- ветровая нагрузка для III района (СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия) -0,38 кПа;
- снеговая нагрузка для I района (СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия) - 0,5 кПа; -нормативная глубина промерзания грунтов суглинков - 1.17м;
- сейсмичность площадки строительства 5 баллов.

1.5 Инженерно-геологические изыскания

Согласно представленным фондовым материалам Отчета по инженерно-геологическим изысканиям, площадка строительства, представлена следующими грунтовыми условиями с прочностными и деформационными характеристиками:

- суглинок тугопластичный.
- Плотность грунта во взвешенном состоянии 9,202 кН/м³.
- Модуль деформации E=0,240 МПа

Расчетные значения прочностных характеристик, при доверительной вероятности 0.85: угол внутреннего трения $\varphi = 28^{\circ}12'$, удельное сцепление 0,0121 мПа

Расчетные значения прочностных характеристик, при доверительной вероятности 0.95: угол внутреннего трения $\varphi_n=26^{\circ}$, удельное сцепление 0,0058 мПа

Грунт средней степени засоления, тип засоления - хлоридный.

Степень агрессивного воздействия грунтов по отношению к бетонам с маркой по водонепроницаемости W8 на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ 22266-91) - слабоагрессивная.

Грунтовые воды вскрыты на глубине - 3,5м., от поверхности земли.

При проектировании на стадии (Р), требуется дополнительное выполнение инженерно-геологических работ, с целью уточнения условий и возможная корректировка проектных решений.

1.6 Работа нефтепровода до увеличения пропускной способности

1.6.1 Перекачка 4,5 млн. тонн нефти в год

Технологическая схема магистрального нефтепровода предусматривает перекачку 4,5 млн. тонн нефти в год без расширения резервуарного парка на

существующей нефтеперекачивающей станции Кенкияк, с установленным насосным оборудованием, при выполнении минимального объема работ по замене коллекторов от резервуарного парка и кабельной линий.

Марка насосов НМ 1250-260 в соответствии с рисунком А1[3] со сменным ротором на подачу 900 м³/час (подпорный существующий насос НПВ 1250-60) в соответствии с рисунком Б2[3] обеспечат производительность нефтепровода 4,5 млн.т/год (без подключения ИНС).

1.6.2 Перекачка 6 млн. тонн нефти в год

Для обеспечения перекачки 6,0 млн. тонн нефти в год необходимы инжекционные станции и требуется расширение резервуарного парка согласно проекту реконструкции, выполненной ПСБ ЗФ ЗАО «КазТрансОйл» с реконструкцией противопожарной системы с существующим насосным оборудованием.

Инжекционные насосные станции запроектированы на 226 км и 315 км, осуществляющие подачу в магистральный трубопровод товарной нефти, принимаемую от поставщиков через коммерческий узел учёта и резервуарный парк станции.

Производительность: ИНС-1 – 226 км – 62 м³/час,
ИНС-Макат – 315.1 км – 53 м³/час.

Значения давления для подачи нефти в магистральный трубопровод инжекционными станциями от нефтедобывающих компаний, приводится в таблице 1.

Таблица 1 - Производительности нефтепровода 6,0 млн.т/год

Наименование НПС	Км по трассе	Отметка станции	Рабочее давление, кгс/см ²	
			В начале участка	В конце участка
ГНПС Кенкияк	0	202	56,8	37,12
ИНС-226	226	60	37,12	28,61
ИНС Макат	315,1	-21	28,61	2,6
НПС Атырау	448	-20	2,6	

Промежуточные НПС при производительности, равной до 6,0 млн. тонн нефти в год, отсутствуют.

Давление на головной НПС в этом случае равно 56,8 кгс/см².

1.7 Технологические трубопроводы

Трубопроводы на площадке ИНС приняты по ГОСТ 8732-78 из стали 35 группы В; ГОСТ 20295-85 стали К-42, кожухи по ГОСТ 10704-90 из стали 2 сп.

Диаметр всасывающего коллектора насосной, 273x5, ГОСТ 20295, К42 принят с учетом:

- всасывающей способности насосов;
- рекомендуемых скоростей на всасывании, в зависимости от вязкости нефти;
- прогнозных данных нефтедобывающих компаний из «Доклада по исследованию ресурсов нефти нефтепровода Кенкияк-Атырау».

Диаметр трубопровода от резервуаров до насосной и на приеме нефти от нефтедобывающих компаний принят аналогичным.

Длина трубопроводов, диаметром 273x5 равна 600м.

Диаметр нагнетательного трубопровода, 159x4 ГОСТ8732-78, ст В35, принят с учетом:

- рекомендуемых скоростей на нагнетании, в зависимости от вязкости нефти;
- прогнозных данных нефтедобывающих компаний из «Доклада по исследованию ресурсов нефти нефтепровода Кенкияк-Атырау».

Длина трубопроводов, диаметром 159x4 равна 62м.

Прокладка внутриплощадочных трубопроводов принята подземная на глубину 1,5м до верха трубы. Изоляция труб принята усиленная поливинилхлоридной лентой ПВХ-Л в 2 слоя по ТУ 102-320-82, обертка ПЭКОМ - 1 слой по ТУ 102-284-81.

Трубопроводы на площадке ИНС- 1 относятся к I категории со 100 % контролем сварных стыков методом рентгенографирования.

Пересечение трубопроводов с противопожарным проездом выполнить подземно в кожухах диаметром не менее $du+200$ мм. Концы кожуха должны выводиться на 2м за подошву дороги. Глубина заложения не менее 1,4 м до верха кожуха.

Проверка трубопроводов на герметичность и испытание их на прочность следует принимать в соответствии со СНиП III-42-80 [6].

Сети вспомогательных систем будут разработаны на стадии рабочей документации.

1.8 Увеличение пропускной способности на трассе «Кенкияк – Атырау» до 12 млн.т/год

1.8.1 Метод для увеличения производительности

Вариантов увеличения пропускной способности бывает, как правило, несколько. Магистральный нефтепровод сооружают и вводят в эксплуатацию очередями в соответствии с рисунком В3.

При увеличении транспортировки нефти по магистральному трубопроводу Кенкияк – Атырау до 12 млн.т/год производительности, существующей магистральной насосной будет недостаточно. Ввиду того, что

существующая насосная работает в непрерывном цикле, замена действующих насосов на более производительные невозможна.

Поэтому либо, во-первых, потребуется строительство новой насосной с тремя магистральными насосами марки НМ-2500-230 производительностью 2500 м³/час (напор 230 м), обвязанными последовательно (два рабочих, один резервный). Габариты насосной в плане – 48x15 м.

Также потребуется строительство новой подпорной насосной с двумя насосами НПВ-2500-80 (один рабочий, один резервный).

В комплексе насосных, кроме технологического оборудования, размещаются системы вентиляции, отопления, энергоснабжения, освещения, пожаротушения, КИПиА, связи.

Строительство новой магистральной насосной предусматривается в створе с проектируемыми противопожарными резервуарами. Новая подпорная насосная будет располагаться в районе существующей.

Либо, во-вторых, можно установить резервный магистральный насос марка насоса НМ 2500-230 с производительностью начального участка 6 млн.т/год с подключением инжекционных станций и промежуточных насосных и строительством дополнительных резервуаров таблица 1.2.

Таблица 1.2 - Производительность нефтепровода 12 млн.т/год с подключением ИНС

Наименование НПС	Км по трассе	Отметка станции	Рабочее давление, кгс/см ²	
			В начале участка	В конце участка
ГНПС Кенкияк	0	202	63,97	7,0
НПС-2	116	203	48,4	7,0
ИНС-226	226	60	7,0	
НПС-3	226	60	67,96	24,9
ИНС Макат	315.1	- 21	24,9	6,6
НПС-4	346	-16	63,5	2,6
НПС Атырау	448,9	-20	2,6	

Увеличение будет происходить по второму способу.

Необходимы узлы подключения к будущим НПС:

НПС-2 на 116 км

НПС-3 на 226 км

НПС-4 на 346 км

Принятое по коммерческому учёту нефти оборудование учитывает вязкости свойства принимаемой от поставщиков нефти. Спецификация оборудования на коммерческий узел учёта указанные рабочие параметры кинематической вязкости нефти 436÷102,3 мм²/с при интервале температур от 0 до 20⁰С.

На 116, 226 и 346 км трассы предусмотрены узлы подключения будущих промежуточных насосных станций, которые должны быть построены для обеспечения перекачки 12,0 млн. тонн нефти в год. Узлы подключений

предусмотрены с целью сокращения простоя нефтепровода при смене режима перекачки.

На 226 км трассы, в районе существующей НПС-3, предусмотрены камеры (узел) приема и пуска очистных устройств и средств диагностики, подключение инжекционной насосной станции – 1 (ИНС-1).

На 315,1 км трассы в районе существующей НПС Макат, предусмотрено подключение инжекционной станции Макат.

1.9 Резервуарный парк

1.9.1 Основные технологические решения при увеличении пропускной способности

Резервуарный парк предназначен для приема и хранения нефти с целью дальнейшей перекачки нефтепродукта.

Пропускная способность резервуарного парка складывается по двум направлениям:

на Атырау – 12 млн.т/год;

на Орск - до 2 млн.т/год.

Полезный (фактический объем существующего резервуарного парка для резервуаров со стационарной крышей:

$$(5000 \times 6 + 3000 \times 2) \times 0,76 = 27360 \text{ м}^3$$

Для проектируемых резервуаров с понтоном:

$$10000 \times 4 \times 0,72 = 28800 \text{ м}^3$$

где 0,76 и 0,72 коэффициенты использования емкости.

Суммарная емкость резервуарного парка:

$$27360 + 28800 = 56160 \text{ м}^3$$

Таким образом запроектирована емкость резервуарного парка на 56160 м³.

Головная НПС в случае перекачки одного сорта нефти должна располагать емкостями в объеме от двухсуточной до трехсуточной производительности нефтепровода. В расчете на суммарную производительность 12 млн.т/год объем резервуарного парка составляет двое суток и объем резервуарного парка должен быть не менее:

$$(14\ 000\ 000 / 354 \times 0,86) \times 2 = 91970 \text{ м}^3,$$

где 14 000 000 – суммарная масса прокачиваемой нефти на Орск и Атырау (т);

0,86 – плотность нефти (т/м³);

354 – число рабочих дней в году

Дефицит объема:

$$91970 - 56160 = 35810 \text{ м}^3$$

С учетом коэффициента заполнения резервуара:

$$35810 / 0,72 = 49700 \text{ м}^3$$

Минимальный суммарный дополнительный объем резервуаров – 50 тыс.м³ (10000м³х5шт.). Для обеспечения возможности поочередного вывода резервуаров в капремонт и возможности, при необходимости, слива нефти из аварийного резервуара в резервный, проектом предусматривается дополнительно смонтировать шесть резервуаров РВСП-10000.

Для размещения резервуаров с учетом прокладки дополнительных автодорог потребуется расширить территорию НПС Кенкияк на 26 тыс.м².

Из существующего резервуарного парка условно 2 резервуара 5000 м³ выделяются для перекачки на Орск, остальные – совместно с проектируемыми резервуарами (общая емкость 66 000 м³ – в направлении Атырау. Все резервуары обвязаны общим коллектором Φ 720 с узлами переключающих задвижек.

Дополнительно к проектируемым технологическим трубопроводам предусматривается замена существующих технологических трубопроводов от резервуаров до подпорной насосной и далее до магистральной насосной в расчете на перспективную производительность 12 млн.т/год.

С учетом физико-химических характеристик Жанажол-Кенкиякской нефти для которой температура застывания ниже 0°С и учитывая большие снеговые нагрузки применяются стальные резервуары с понтоном. Для резервуаров емкостью 10000 м³ – резервуар РВСП – 10000 – 4 шт.

Таблица 1.3 Габаритные размеры резервуаров

Тип резервуара	Диаметр, м	Высота резервуара, м	Вес резервуара, т
10000	28.5	18.0	220

Монтаж резервуаров - полистовой.

Материал понтона – алюминий.

Крыша резервуара - стационарная каркасная.

Резервуары принимают нефть через входной патрубок Ду 500.

При заполнении порожнего резервуара производительность закачки ограничивается скоростью через приемо-раздаточные устройства, равной не более 1 м/сек до момента заполнения конца загрузочной трубы.

Сокращение и предотвращение потерь от утечек осуществляется за счет:

- поддержания герметичности резервуаров и их полной технической исправности;

- установки на резервуарах соответствующего оборудования и поддержания его в исправном состоянии для дальнейшей эксплуатации (ермоизвещатели, молниезащита, стационарные системы охлаждения, пеногенераторы, люки, пробоотборники, уровнемеры, хлопушки, задвижки и т.д.);

- установки для предотвращения переливов нефти на резервуарах специального ограничителя уровня;

- осуществления на систематической основе контроля герметичности фланцевых соединений, сальников, клапанов.

Снижение от испарений нефти потерь осуществляется следующим образом:

- поддержания избыточного давления в резервуаре до 200 мм вод. ст при помощи дыхательных клапанов, и обеспечение для крыши полной герметизации;

- монтажа системы газоуравнительного оборудования;

- покраски внешней поверхности резервуара специальной краской, обладающей лучеотражающими свойствами;

- поддержания максимального уровня взлива в резервуаре.

2 Расчетная часть

2.1 Гидравлические расчёты нефтепровода Кенкияк-Атырау

Введение

За основу расчётов приняты данные по физико-химическим свойствам нефти, материалы инженерных изысканий.

Исходные данные

Протяжённость нефтепровода - 448,850 км.

Плотность нефти - 0.86 т/м³

Расчётная температура нефти - 0°С

Вязкость нефти при температуре 0°С по участку:

Кенкияк - ИНС-226 км - 18, 4 x 10⁻⁶ м²/с,

ИНС-226 км. - Атырау – 26 x 10⁻⁶ м²/с

Расчёт

1. Определение объемного расхода по участкам

$$Q = П : 356 : 24 : 3600 : \rho \text{ (м}^3\text{/с)} \quad (2.1)$$

где П – подача (млн.т/г);

356 - расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода
таблица 2.1 [2];

ρ - плотность нефтепродукта;

На участке 226 км и 315,1 км осуществляется прием нефти в трубопровод от инжекционных станций объемными расходами

$$62 \text{ м}^3\text{/ч} = 0,0172 \text{ м}^3\text{/с} \text{ и } 53 \text{ м}^3\text{/ч} = 0,0147 \text{ м}^3\text{/с}.$$

Таблица 2.1 - Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность, км	Диаметр трубопровода, мм	
	До 820 включительно	Свыше 820
До 250	357	355
Свыше 250 до 500	356/355	353/351
Свыше 500 до 700	354/352	351/349
Свыше 700	352/350	349/350

$$0 \div 116$$

$$Q_1 = 12 \text{ млн.т/г} : 356 : 24 : 3600 : 0,860 = 0,454 \text{ м}^3\text{/с}$$

$$\begin{aligned}
116 \div 226 & \quad Q_2 = 12 \text{ млн.т/Г: } 356:24:3600:0,860 = 0,454 \text{ м}^3/\text{с} \\
226 \div 315 & \quad Q_3 = 0,454+0,0172 = 0,4712 \text{ м}^3/\text{с} \\
315,1 \div 346 & \quad Q_4 = 0,454+0,0172 = 0,4712 \text{ м}^3/\text{с} \\
346 \div 448,85 & \quad Q_5 = 0,4712+0,0147=0,4859 \text{ м}^3/\text{с}
\end{aligned}$$

Расчет толщины стенки трубопровода

Расчетная толщина стенки трубопровода δ , см, определяется по формуле

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1+np)} \quad (2.2)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке:

$n = 1,15$ для нефте- и нефтепродуктопроводов, работающих по системе из «насоса в насос»;

$n = 1.1$ - во всех остальных случаях;

p – рабочее давление рассматриваемого участка, кгс/см².

R_1 - расчетные сопротивления растяжению для участка IV категории следует определять по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} \quad (2.3)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода таблица 2.2 [2]

k_1 - коэффициент надёжности по материалу, принимаемый по таблица Г1 [4];

k_n - коэффициент надёжности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице Д2 [4]

Таблица 2.2 - Коэффициент условий работы трубопровода

Категория трубопровода	m
I - II	0.75
III - IV	0.9
V	0.6

$$R_1 = \frac{530 \times 0,9}{1,47 \times 1} = 324,5 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,15 \times 6,4 \times 61}{2(324,5 + 1,15 \times 6,4)} = 0,67 \text{ см}$$

принята ближайшая по API толщина стенки 7,1 мм

Выбор диаметра

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w}}, \text{ (м)} \quad (2.4)$$

Где, Q -объемный расход в начале участка;
 $w = 2$ м/с (таблица 2.3 [4]) - оптимальная скорость движения жидкости в трубопроводе.

Таблица 2.3 - Рекомендуемые оптимальные скорости движения в трубопроводе в зависимости от кинетической вязкости

Вязкость жидкости, см ² /с	Рекомендуемая скорость в нагнетательном трубопроводе
0,01-0,06	2,5
0,06-0,12	2,2
0,12-0,28	2,0
0,28-0,72	1,5
0,72-1,46	1,2
1,46-4,38	1,1
4,38-9,77	1,0

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 0,454}{3,14 \times 2}} = 0,538$$

Определённый в задании на проектировании диаметр 610 мм с прокачкой до 12 млн.т/г подтверждается расчетом, на основании физико-химических свойств нефти и рекомендуемой скорости 2 м/с.

В качестве расчётного выбран диаметр 585 мм, учитывающий коэффициент запарафинивания нефтепровода (п.18.2 ВНТП 2-86).

$$d = (610 - 2 \times 7,1) \times 0,98 = 0,585$$

Определяем среднюю скорость движения продукта

$$\omega = \frac{4Q}{\pi d^2}, \text{ (м/с)} \quad (2.5)$$

$$0 \div 116 \quad \omega = \frac{4 \times 0,454}{3,14 \times 0,585^2} = 1,7 \text{ м/с}$$

$$116 \div 226 \quad \omega = \frac{4 \times 0,454}{3,14 \times 0,585^2} = 1,7 \text{ м/с}$$

$$226 \div 315 \quad \omega = \frac{4 \times 0,4712}{3,14 \times 0,585^2} = 1,76 \text{ м/с}$$

$$315,1 \div 346 \quad \omega = \frac{4 \times 0,4712}{3,14 \times 0,585^2} = 1,76 \text{ м/с}$$

$$346 \div 448,85 \quad \omega = \frac{4 \times 0,4859}{3,14 \times 0,585^2} = 1,82 \text{ м/с}$$

Определяем число Рейнольдса

$$Re = \frac{\omega d}{\nu} \quad (2.6)$$

где ν - вязкость нефтепродукта;

$$0 \div 116 \quad Re = \frac{1,7 \times 0,585}{18,4 \times 10^{-6}} = 53730$$

$$116 \div 226 \quad Re = \frac{1,7 \times 0,585}{18,4 \times 10^{-6}} = 53730$$

$$226 \div 315 \quad Re = \frac{1,76 \times 0,585}{26 \times 10^{-6}} = 39600$$

$$315,1 \div 346 \quad Re = \frac{1,76 \times 0,585}{26 \times 10^{-6}} = 39600$$

$$346 \div 448,85 \quad Re = \frac{1,82 \times 0,585}{26 \times 10^{-6}} = 40950$$

Определяем коэффициент трения λ , в зависимости от режима движения жидкости или газа в трубе в зависимости от числа Рейнольдса.

Ламинарный режим $Re < 2000$.

Коэффициент трения определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (2.7)$$

Критический режим

$$2000 < Re < 4000$$

Коэффициент трения определяется по формуле Зайченко:

$$\lambda = 0,0025 \times \sqrt[3]{Re} \quad (2.8)$$

Турбулентный режим

$$Re > 4000$$

Коэффициент трения определяется по формуле А.Д. Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_{\Sigma}}{d} + \frac{68}{Re} \right) \quad (2.9)$$

где k_3 - эквивалентная шероховатость, для стальных сварных труб после нескольких лет эксплуатации равно 0,2мм таблица 2.4 [2]

Таблица 2.4 - Эквивалентная шероховатость труб

Вид трубы	Состояние трубы	k_3 , мм
Бесшовные стальные	Новые чистые	$\frac{0.01...0.02}{0.014}$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0.15...0.3}{0.2}$
Вид трубы	Состояние трубы	k_3 , мм
То же	Новые чистые	$\frac{0.03...0.12}{0.5}$
То же	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0.1...0.2}{0.15}$
То же	Умеренно заржавленные	$\frac{0.3...0.7}{0.5}$
То же	Старые заржавленные	$\frac{0.8..1.5}{1}$
То же	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2...4}{3}$

Гладкое трение

$$4000 \leq Re < 10d/k_3$$

Коэффициент трения определяется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (2.10)$$

Смешанное трение (переходной режим)

$$Re = 10 \frac{d}{k_3} \div 500 \frac{d}{k_3}$$

В данном случае число Рейнольдса находится в зоне турбулентного режима.

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (2.11)$$

$$0 \div 116 \quad \lambda = 0,11 \left(\frac{0,2}{585} + \frac{68}{53730} \right)^{0,25} = 0,02203$$

$$116 \div 226 \quad \lambda = 0,11 \left(\frac{0,2}{585} + \frac{68}{53730} \right)^{0,25} = 0,02203$$

$$\begin{aligned}
226 \div 315 \quad \lambda &= 0,11 \left(\frac{0,2}{585} + \frac{68}{39600} \right)^{0,25} = 0,02343 \\
315,1 \div 346 \quad \lambda &= 0,11 \left(\frac{0,2}{585} + \frac{68}{39600} \right)^{0,25} = 0,02343 \\
346 \div 448,85 \quad \lambda &= 0,11 \left(\frac{0,2}{585} + \frac{68}{40950} \right)^{0,25} = 0,02327
\end{aligned}$$

Определяем значение гидравлических уклонов i , по участкам (т.е. значение гидравлических потерь на один метр длины трубопровода)

$$i = \lambda \frac{1}{d} \frac{\omega^2}{2g} \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned}
0 \div 116 \quad i &= 0,02203 \times \frac{1}{0,585} \times \frac{1,7^2}{2 \times 9,8} = 0,00553 \\
116 \div 226 \quad i &= 0,02203 \times \frac{1}{0,585} \times \frac{1,7^2}{2 \times 9,8} = 0,00553 \\
226 \div 315 \quad i &= 0,02203 \times \frac{1}{0,585} \times \frac{1,76^2}{2 \times 9,8} = 0,00633 \\
315,1 \div 346 \quad i &= 0,02203 \times \frac{1}{0,585} \times \frac{1,76^2}{2 \times 9,8} = 0,00633 \\
346 \div 448,85 \quad i &= 0,02203 \times \frac{1}{0,585} \times \frac{1,82^2}{2 \times 9,8} = 0,00677
\end{aligned}$$

Определяем сумму потерь напора на трение

$$h_L + h_{mc} = iL + \sum \zeta \frac{\omega^2}{2g} \quad (2.13)$$

где L – разность между начальной и конечной точками участка

$\sum \zeta$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений (углы поворота трассы, задвижки, тройники и т.д.)

$$\begin{aligned}
0 \div 116 \quad h_L + h_{mc} &= 0,00553 \times 116000 + 50 \frac{1,7^2}{2 \times 9,8} = 648,9 \\
116 \div 226 \quad h_L + h_{mc} &= 0,00553 \times 110000 + 50 \frac{1,7^2}{2 \times 9,8} = 615,7 \\
226 \div 315 \quad h_L + h_{mc} &= 0,00633 \times 89000 + 50 \frac{1,76^2}{2 \times 9,8} = 571,3 \\
315,1 \div 346 \quad h_L + h_{mc} &= 0,00633 \times 31000 + 50 \frac{1,76^2}{2 \times 9,8} = 204,1 \\
346 \div 448,85 \quad h_L + h_{mc} &= 0,00677 \times 102850 + 50 \frac{1,82^2}{2 \times 9,8} = 704,8
\end{aligned}$$

Определяем полную потерю напора на трение

$$H = h_1 + h_{mc} + \Delta H \quad (2.14)$$

где ΔH – разность высотных отметок конца и начала расчетного участка

$0 \div 116$	$648,9 + 1 = 649,1$
$116 \div 226$	$615,7 - 143 = 472,7$
$226 \div 315$	$571,3 - 81 = 490,3$
$315,1 \div 346$	$204,1 + 5 = 209,1$
$346 \div 448,85$	$704,8 - 4 = 703,8$

Давление, учитывающее остаточный напор на последующую станцию 75 м, разность геометрических отметок минус 81, потери давления 571,5 м (участок 226 км - 315 км) и разность геометрических отметок плюс 5, потери давления 204 м (участок 315 км – 346 км) равно 67.97 кгс/см² (6.66МПа). Геометрические отметки приняты по профилям материалов инженерных изысканий.

Снижение давления до максимально-допустимого, равного 6.4 МПа, произойдет на участке, длиной 3.65 км.

2.2 Гидравлический расчет нефтепровода Атырау-Кенкияк (реверс)

Исходные данные:

Наружный диаметр нефтепровода $D=600$ мм

Длина нефтепровода $L=448,85$ км

Годовая производительность $Q=6$ млн.т/год

Рабочее давление нефтепровода $P= 6,4$ МПа

Плотность нефти при известной температуре $\rho= 875,3$ кг/м³

Расчетная температура нефти $T=273$ К

1. Определение плотности нефти при заданной температуре

$$\rho_t = \frac{\rho}{1 + \beta_\rho \cdot (T - 293)}; \quad (2.15)$$

$$\rho_t = \frac{875,3}{1 + 0,000769 \cdot (273 - 293)} = 888,972;$$

2. Определение вязкости при расчетной температуре. В большинстве случаев, при определении вязкости нефти используется формула Вальтера (ASTM). Для определения постоянных a и b необходимо знать величины кинематической вязкости ν_1 и ν_2 при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно (Таб. 2.5) В данном проекте, использовались физические свойства нефтесмеси Мангышылак-Бузачи в соотношении 33/67

Таблица 2.5 – Свойства нефтесмесей для транспортировки

№	Наименование нефтесмеси	Плотность при 20°C, кг/м ³	Тпт, °C	Кинематическая вязкость, мм ² /с					
				10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C
1	Образец смеси Мангышлак-Бузачи (33-67) с вводом ДМН-2005 (200 ppm) при 60°C	875,3	-12	-	65,18	34,86	23,24	16,29	12,28
2	Образец смеси (Бузачи-Мангышлак) + Макат 20%	872,6	-15	-	42,80	27,50	18,74	13,59	9,978

$$\lg \lg(v + 0,8) = a + b \cdot \lg T \quad (2.16)$$

$$a = \lg \lg(v_1 + 0,8) - b \cdot \lg T_1$$

$$a = \lg \lg(65,18 + 0,8) - (-4,733) \cdot \lg 293 = 11,936$$

$$b = \lg \left[\frac{\lg(v_1 + 0,8)}{\lg(v_2 + 0,8)} \right] / \lg \frac{T_1}{T_2}$$

$$b = \frac{\lg \left[\frac{\lg(65,18 + 0,8)}{\lg(34,86 + 0,8)} \right]}{\lg \frac{293}{303}} = -4,733$$

Из этого следует, что вязкость определяется как:

$$v = 10^{10^{a+b \cdot \lg T}} - 0,8 = 10^{10^{11,936 + (-4,733) \lg 273}} - 0,8 = 347,975$$

3. Определение расчетной производительности:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{\rho_t N_p 24} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{ч}} = \frac{6 \cdot 10^9}{875,5 \cdot 356 \cdot 24} = 789,954 \text{ м}^3/\text{ч}$$

т.к. G=6 млн.т/год, тогда D=600 мм, число рабочих дней $N_p = 356$, расчет производится в зависимости от диаметра и длины трубопровода

$$Q_c = \frac{G}{\rho_t \cdot N_p \cdot 24 \cdot 3600} \quad (2.18)$$

$$Q_c = \frac{6 \cdot 10^9}{875,3 \cdot 356 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,219 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчет толщины стенки, а также определение устойчивости и прочности подземного трубопровода категории прокладки II.

Марка стали – L450(X65) по API 5L

Класс прочности – X65

$R_{1n} = 535$ МПа – временное сопротивление разрыву (API 5L таб.6)

$R_{2n} = 450$ МПа- предел текучести (API 5L таб.6)

$n=1.10$ – коэффициент по надежности по нагрузке

$k_1=1.40$ – коэффициент по надежности по материалу

$$\frac{R_{2n}}{R_{1n}} = 0,841 \quad 0,841 \geq 0,8$$

$k_2 = 1,2$ - коэффициент по надежности по материалу

$k_n = 1,15$ –коэффициент по надежности по ответственности

$m_{кр} = 0,85$ – коэффициент условий работы трубопровода

$E_c = 206000$ МПа – модуль упругости стали

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹- коэффициент линейного расширения стали

$\mu = 0,3$ - коэффициент Пуассона

$\Delta T = 40$ - температурный перепад

1.1 Определение расчетных характеристик материала трубы

$$R_1 = \frac{R_{1n}}{k_1 k_n} \quad (2.19)$$

$$R_1 = \frac{R_{1n}}{k_1 k_n} = \frac{535}{1,40 \cdot 1,2} = 282,453 \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{R_{2n}}{k_2 k_n} = \frac{450}{1,2 \cdot 1,15} = 277,174 \text{ МПа}$$

1.2 Определение толщины стенки трубы

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \quad (2.20)$$

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 6,4 \cdot 600}{2 \cdot (282,453 + 1,10 \cdot 6,4)} = 7,296$$

Толщину стенки принимаем минимальную по ASME B36.10M-2004 $\delta_m = 7,9$ мм

$R = 95\% \cdot R_{2n} = 427,5$ МПа – расчетное значение напряжения

$d_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta_m = 600 - 2 \cdot 7,9 = 584,2$ мм-внутренний диаметр трубопровода

$$P_u = \frac{2 \cdot \delta_m \cdot R}{d_{вн}} = 11,562 \text{ МПа} \quad (2.21)$$

$P < P_u$ Толщина стенки удовлетворяет условию

2. Определение кольцевых напряжений от внутреннего давления

$$\sigma_{кн} = \frac{n \cdot P \cdot d_{вн}}{2 \cdot \delta_m} = 260,302 \text{ МПа} \quad (2.22)$$

3. Проверка на прочность в продольном направлении

$$|\sigma_{prN}| \leq \psi_1 \cdot R_1$$

$$|\sigma_{prN}| = -\alpha \cdot E_c \cdot \Delta T + \mu \cdot \frac{P \cdot n \cdot d_{вн}}{2 \cdot \delta_m} = -20,789 \text{ МПа}$$

Проверяем условие:

Так как $\sigma_{prN} < 0$, имеют место продольные сжимающие напряжения, следовательно :

$$\sigma_{кц} = \frac{P \cdot n \cdot d_{вн}}{2 \cdot \delta_m} = 206,302 \quad (2.23)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{|\sigma_{кц}|^2}{R_1} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1}} = 0,142$$

$$20,789 \leq 0,142 \cdot 282,453 \text{ МПа}$$

$$20,789 \leq 40,108 \text{ МПа}$$

Условие выполняется, следовательно, прочность в продольном направлении обеспечивается.

Проверка на прочность для предотвращения недопустимых пластических деформаций:

Условие проверки на недопустимые пластические деформации:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_2 \cdot \frac{m_{кр}}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_{2n}$$

$$|\sigma_{кц}^H| \leq \frac{m_{кр}}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_{2n}$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{\sigma_{кц}}{n} = 236,638 \text{ МПа}$$

$$236,638 \leq 369,565 \text{ МПа} \text{ условие выполняется}$$

Определяем значение коэффициента ψ_2 , учитывающего двухосное состояние напряжения металла труб, при продольных растягивающих ($\sigma_{кц}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{кц}^H \leq 0$) по :

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{кц}^H|}{\left(\frac{m_{кр}}{0,9 \cdot k_n} \right) \cdot R_1} \right)^2 - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}^H|}{\left(\frac{m_{кр}}{0,9 \cdot k_n} \right) \cdot R_1}} = 0,512$$

Определяем максимальные суммарные продольные напряжения при постоянных нагрузках для упругоизогнутых и прямолинейных участков подземного трубопровода при отсутствии поперечных и продольных перемещений

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E_c \cdot \Delta T + \mu \cdot \frac{E_c \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{min}} \cdot 100} \quad (2.24)$$

Определяем минимально-допустимый радиус упругого изгиба оси трубопровода

$$R_{\text{min}} = \frac{E_c D_{\text{H}}}{2 \cdot \left(\psi_2 \frac{m_{\text{кр}}}{0,9 \cdot k_n} R_{2n} + (\mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E_c \Delta T) \right)} = 38306,2178 \text{ см} \quad (2.25)$$

Принимаем минимально-допустимый радиус упругого изгиба трубы: 40000 см

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = -43,339$ МПа, так как $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$, то имеют место продольные сжимающие напряжения, следовательно, проверяем условие

$$\left| \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \right| \leq \psi_2 \cdot \frac{m_{\text{кр}}}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_{2n}$$

$$43,339 \leq 0,512 \cdot \frac{0,85}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 450; \quad 43,339 \leq 189,217 \text{ МПа}$$

Условие выполняется.

В плоскости наименьшей жесткости и в продольном направлении общую устойчивость проверяют, следующим путем:

$$S \leq m_{\text{кр}} \cdot N_{\text{кр}}$$

S - эквивалентное продольное усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом участке трубопровода, возникающее от двух расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и температурного перепада

$N_{\text{кр}}$ - продольное критическое усилие, во время которого возникает утрата продольной устойчивости трубопровода

F_s - площадь сечения трубы:

$$F_s = \frac{\pi(D_{\text{H}}^2 - d_{\text{вн}}^2)}{4} = 1,47 \cdot 10^4 \text{ см}^2 \quad (2.26)$$

$$S_s = 100 \left((0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha \cdot E_c \cdot \Delta T \right) F_s = 2,218 \cdot 10^6 \text{ Н} \quad (2.27)$$

Для криволинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие определяется по формуле

$$N_{\text{кр}} = 0,375 \cdot 13635 \cdot p_1 \quad (2.28)$$

$J = \frac{\pi(D^2 - d_{\text{вн}}^2)}{64} = \frac{3,14 \cdot (60^2 - 58,4^2)}{64} = 9,184 \text{ см}^2$ -осевой момент инерции поперечного сечения трубы;

$\varphi = \frac{\pi}{180} \cdot 20 = 0,349$ – угол внутреннего трения грунта, рад;

$C_{\text{гр}} = 0,0612$ – коэффициент сцепления грунта засыпки, кг/см²;

$\gamma = 1,6 \cdot 10^{-3}$ – объемный вес грунта, кг/см³;

$h_0 = 148,7$ – высота слоя засыпки, см.

Вес трубы и транспортируемого продукта:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\pi(D^2 - d_{\text{вн}}^2)}{4} \cdot \frac{7850}{10^6} = 1,154 \text{ вес трубы, кг/см} \quad (2.29)$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{P}{0,0981} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot 10^{-6} = 0,223 \text{ вес продукта, кг/см} \quad (2.30)$$

Удельное среднее давление контакта трубопровода с грунтом на единицу поверхности

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot \gamma \cdot n_{\text{гр}} D_{\text{н}} \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi D_{\text{н}}} = 0,192 \quad (2.31)$$

Сопротивление грунта продольному перемещению трубы на единицу длины:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot (C_{\text{гр}} \cdot P_{\text{гр}} \cdot \text{tg} \varphi) = 24,676 \text{ кг/см} \quad (2.32)$$

Сопротивление продольным перемещениям трубы

$$q_{\text{впр}} = \gamma \cdot n_{\text{гр}} D_{\text{н}} \left[h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{н}}}{8} \right] + q_{\text{тр}} = 13,28 \text{ кг/см} \quad (2.33)$$

Продольное критическое усилие

$$E_{\text{кр}} = \frac{E_{\text{с}}}{0,0981} = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2 \quad (2.34)$$

Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении при $p_1 = 1675 \text{ м}$

$$N_{\text{кр}} = 0,375 \cdot q_{\text{впр}} \cdot p_1 \cdot 100 = 1,992 \cdot 10^7 \quad (2.35)$$

$$m_{\text{кр}} \cdot N_{\text{кр}} = 0,85 \cdot 1,992 \cdot 10^7 = 16,932 \text{ МН} \quad (2.36)$$

$2,218 < 16,932$, общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

После проверки прочности и устойчивости подземного трубопровода, продолжаем высчитывать необходимые параметры.

Определяем среднюю скорость нефти в трубопроводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d_{BH}^2} \quad (2.37)$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,219}{3,14 \cdot 0,584^2} = 0,818 \text{ м/с}$$

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса

$$Re = \frac{v \cdot d_{BH}}{\nu} \quad (2.38)$$

$$Re = \frac{0,818 \cdot 0,584}{347,975 \cdot 10^{-6}} = 1372,83$$

Так как $Re < 2320$, течение нефти в трубопроводе ламинарное, следовательно, гидравлическое сопротивление определяется по формуле Стокса

$$\lambda = 64 / Re = 64 / 1372,83 = 0,0466$$

Определение гидравлического уклона

$$i = \lambda \frac{1}{d_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (2.39)$$

$$i = 0,0466 \cdot \frac{1}{0,584} \cdot \frac{0,818^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0027$$

Далее рассчитываем потерю напора на трение. В трубах с круглым сечением потерю напора определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L}{d_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2g} = i \cdot L \quad (2.40)$$

$$h_l = 0,0027 \cdot 425850 = 1149,795 \text{ м}$$

Для магистральных трубопроводов потери напора за счет местного сопротивления небольшие, принимают их в размере 2% от потерь напора на трение.

На данном участке нефтепровода располагаются 3 НПС, один из которых является головным. Для производительности до 6 млн.т/год, необходимо строительство НПС Аман, с номинальной производительностью 819 м³/ч.

В качестве исходных данных принято расчетное давление на выходе НПС до 6,4 МПа, определенное при разработке проекта нефтепровода «Атырау-Кенкияк».

Полные потери напора в нефтепроводе:

$$H = 1,02 \cdot h_l + \Delta Z + N_{\text{э}} H_{\text{кп}} \quad (2.41)$$

Для эксплуатационных участков на границах которых расположены станции, такие станции являются головными. По этой причине указанные станции оборудуются подпорными насосами, которые развивают суммарный напор.

Напор для одной станции:

$$H_c = \frac{P}{\rho g} \quad (2.42)$$

Так как на участке 3 НПС, напор на данном участке

$$H_{\text{кп}} = \frac{P_{\text{вых1}}}{\rho g} + \frac{P_{\text{вых2}}}{\rho g} + \frac{P_{\text{вх3}}}{\rho g} \quad (2.43)$$
$$H_{\text{кп}} = \frac{4+6,4+0,42}{888,972 \cdot 9,81} = 1240,7 \text{ м}$$

Полная потеря напора нефти в нефтепроводе

$$H = 1,02 \cdot h_l + \Delta Z + N_{\text{э}} H_{\text{кп}} \quad (2.44)$$

$$H = 1,02 \cdot 1149,795 + (-0,26 - 204,68) + 1 \cdot 1240,7 = 2208,55 \text{ м}$$

3 Специальная часть

3.1 Гидравлический удар в трубопроводах

Известно, что при движении жидкости в напорном трубопроводе ее скорость может измениться, что может быть вызвано резким понижением или повышением давления, названной гидравлическим ударом (гидроударом), причиной которого могут быть резкое закрытие задвижек, неожиданные остановки насосов, авария на нефтепроводе (нарушение стыка, разрыв и т. д.).

Перемена скорости движения жидкости в трубопроводе может вызвать изменение инерционных сил, вызывающие понижение или повышение давления. Впервые теоретически обосновал это явление Н. Е. Жуковский (1898), установивший, что гидравлический удар – это сложный физический процесс. В последующем данную теорию дополнили А.А. Морозов и М.Д. Чертоусов, которые отметили, что в результате гидроудара вода сжимается и стенки труб расширяются (ударная волна).

В целях предохранения трубопроводов от разрушительного действия гидроудара существуют его гасители и предохранительные клапаны.

Эти данные свидетельствуют о губительном влиянии гидравлического удара на нормальную эксплуатацию напорных трубопроводов и в случае отсутствия предупреждающих мер по устранению причин удара или сглаживанию приводят к различным ситуациям, в особенности к аварийным.

Установлено, что при изучении причин аварий на технических и питьевых водопроводах 83% аварий произошло по причине гидроударов (разрыв арматуры или трубопроводов) и всего лишь 17% от прочих причин (внешние нагрузки на трубы, просадка грунта и т.п.). При внезапной перемене скорости движения воды или другой жидкости в трубопроводе возникает наблюдается явление гидроудара.

Например, при внезапном закрытии задвижки и вызванная впоследствии этого остановка воды в трубе сила,двигающая ее, тратится на сжатие жидкости и растяжение трубных стенок, при этом возникает мгновенное увеличение давления. Вначале останавливается слой (участок) воды, который ближе к задвижке и в нем резко повышается давление. Второй слой останавливается следом за первым, далее- третий слой и т.д., при этом в давление увеличивается в каждом из них. Повышенное давление, возникшее у задвижки, после этого поэтапно распространяется вдоль трубопровода в обратном направлении (от задвижки в обратную сторону) в так называемой форме волны давления.

По данным Н. Е. Жуковского, у ударной волны скорость распространения в трубе уменьшается в соответствии с уменьшением толщины ее стенок и увеличением диаметра. Ударная волна уменьшается также и при уменьшении коэффициента упругости материала труб.

Установлено, что гидроудар может возникнуть изменении давления или разгрузке в трубопроводе под различными причинами. Например, из резервуара

жидкость вытекает через трубопровод, при помощи клапана, который расположен в конце трубопровода. Поскольку клапан закрывается, это вызывает изменение разгрузки в трубопроводе, что в свою очередь вызывает гидравлический удар. При отсутствии управления конечным процессом наибольшие перемены в давлении возникают на финальных этапах закрытия.

Резервуар обеспечивает всю трубопроводную сеть, к примеру, сеть снабжения водой с большим количеством независимых отводов. Любое регулирование может вызвать явления гидроудара в сети, а их эффекты суммируются.

Такое же явление может наблюдаться при перекачке жидкости в резервуар. При этом насос устанавливается на трубопроводе вверху по течению, который сопровождается обратным клапаном, предотвращающим из резервуара отток жидкости, при выключенном насосе. В последнем случае жидкость продолжает перемещаться по инерции и снижаться давление в трубопроводе. Когда такое снижение может быть столь большим, вызывающим кавитацию. Потом жидкость течет обратно к насосу. Клапан при этом закрыт и не позволяет потоку двигаться, что может привести к увеличению давления, подвергающее всю систему опасности. Понижение и увеличение давления повторяются регулярно, до тех пор, пока не исчезнут постепенно все явления.

В случае если обратный клапан своевременно не предотвращает противоток жидкости через насос, может возникнуть ситуация более опасная. В таком случае из резервуара жидкость вытекает на скорости более высокой. Эффекты, получающиеся от гидравлического удара, бывают более явными, в том случае, если обратный клапан неожиданно на данном этапе останавливает противоток.

Турбинная скорость начинает стремительно увеличиваться, в то время, как генератор гидравлической турбины отсоединен от энергетической сети. Впоследствии, турбинный диспетчер перекрывает в турбину приток, что создает в напорной линии гидроудар, эффекты которого создаются любыми изменениями в разгрузке через турбину, вызванных поломками, операторами или изменениями в соединенной энергетической сети.

Частой причиной гидроудара может быть воздух, который попадает в трубопровод, что иногда может и снизить эффекты такого удара. В случае если воздух присутствует в виде мелких пузырей, которые рассеяны всюду по потоку жидкости, это повышает сжимаемость жидкости, уменьшая среднюю ее плотность, следовательно, уменьшая эффекты гидроудара. В случае же если воздух накапливается в форме больших пузырей, то это может привести к эффекту демпфирования, развивающее гидравлический удар. Если через трубопровод перемещаются большие пузыри, они достигают, оттока, который ограничен клапаном. В время прохождения через клапан пузыря, скорость течения жидкости может увеличиться, в связи с тем, что падение давления для воздуха в клапане намного ниже, чем для жидкости. Жидкость снова начинает течь через клапан и в клапане увеличивается падение давления, как только из трубопровода выходит пузырь, вызывая гидроудар, подобный быстрому

открытию и последующему частичному закрытию клапана, может присутствовать не только в оттоке, но также и в месте любого крупного источника местного сопротивления в трубопроводе.

Известно, что трубопровод прежде, чем любая жидкость будет впущена, наполнен воздухом. Также в трубопровод воздух может попасть во время операции, через клапаны или трубы входного воздушного отверстия и т.д., например, при дополнительной подпитке насосами.

Иногда в трубопроводе присутствуют вещества твердой формы, которые непосредственно вызывают гидравлический удар, к примеру, в случае, когда некоторая часть трубопровода внезапно засорена. Они могут уменьшить ее сжимаемость за счет увеличения плотности пульпы, увеличивая эффекты гидроудара. Площадь поперечного сечения может уменьшиться, в связи с тем, что твердые частицы могут обосноваться в трубопроводе, это приводит к тому, что скорость жидкости выше для той же самой разгрузки, и изменения давления увеличиваются в гидравлическом ударе.

В сложных системах напорных трубопроводов необходимо проводить расчет изменения давления и скорости жидкости в трубопроводах при гидроударе, который является причиной повреждения труб и насосов, а длительные колебания давления, при котором постепенно разрушают стыковые соединения и нарушают показания измерительных приборов. В определенных случаях давление в трубопроводе снижается до вакуумметрического, что может вызвать засасывание внутрь различных загрязнений через неплотности в стыках труб, вследствие чего ухудшается качество транспортируемой жидкости.

Гидравлический удар, сопровождающийся понижением давления ниже атмосферного, представляет собой наиболее сложный расчетный случай. Поскольку при дальнейшем понижении давления в трубопроводе может произойти образование в них кавитационной каверны, что в свою очередь ведет к разрывам сплошности потока жидкости в одной или в нескольких точках по длине трубопровода. Следовательно, при расчете одно из основных дифференциальных уравнений неустановившегося движения жидкости будет неприменимо к точкам, где происходит разрыв сплошности потока.



Рисунок 3.1 Пример провала проезжей части дороги из-за гидравлического удара

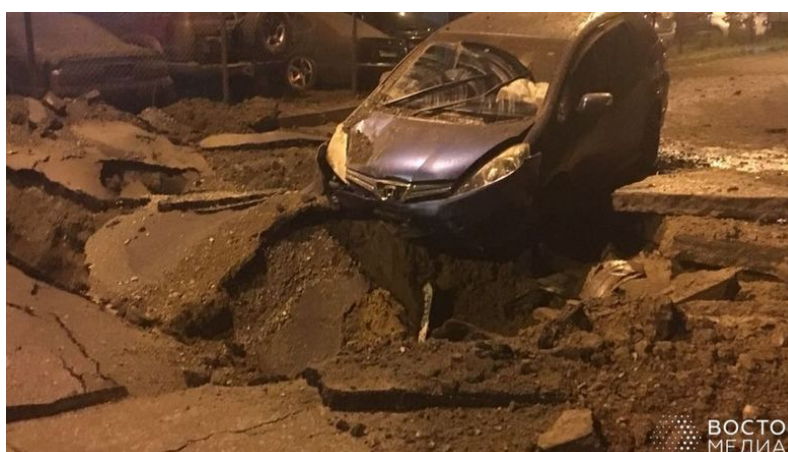


Рисунок 3.2. Пример последствия гидравлического удара

Гидравлические удары на магистральных трубопроводах могут возникнуть из-за отключения от энергии электродвигателей насосных агрегатов. Часто результатом таких сбоев является гидроудар, сопровождающийся понижением давления ниже атмосферного во всем трубопроводе или в какой-либо его части. В таких случаях уровень максимального ударного давления в большей степени зависит от характера падения величины давления у насоса при его постепенной остановке и от профиля трубопровода.



Рисунок 3.3. Пример разрушения трубы большого диаметра из-за гидравлического удара

Помимо вышеперечисленных, возможны и другие причины возникновения гидроудара, на силу которого влияет совокупный эффект нескольких типов устройств в более сложных системах. Однако, могут иметь место манипуляции, относительно гидравлического удара очень неблагоприятные, даже в простых случаях, таких как перекачка в резервуар воды. Например, в трубопроводе давление может увеличиться гораздо больше, чем в том случае, когда насос запущен заново во время устойчивого режима, если насос начал работать раньше, чем появились неблагоприятные эффекты наложенных гидравлических ударов, полученных отказом и повторным запуском насоса.

3.2 Виды гидравлических ударов

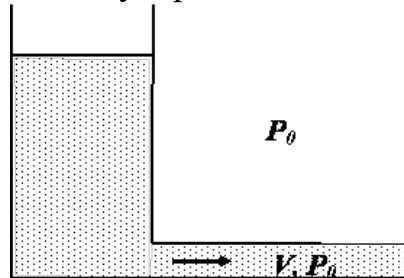
Ниже рассмотрим виды гидроударов. Так, в зависимости от времени распространения ударной волны τ времени перекрытия задвижки (или другой запорной арматуры) t , в результате которого возник гидроудар, в котором можно выделить 2 вида ударов:

- Полный (прямой), если $t < \tau$
- Неполный (непрямой), если $t > \tau$

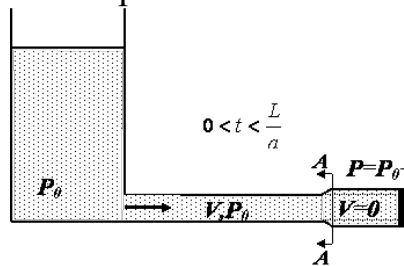
Фронт ударной волны при полном гидроударе движется в направлении, обратном первоначальному направлению движения жидкости, дальнейшее направление которого зависит от прочих элементов трубы, которые расположены до закрытой задвижки. При этом возможно и неоднократное повторное прохождение фронта волны в обоих направлениях.

Фронт ударной волны при неполном гидроударе не только меняет на противоположное направление своего движения, но и дальше может частично проходить сквозь не до конца закрытую задвижку.

Чрезвычайно опасным является положительный полный прямой гидравлический удар, при котором повышение давления может достигать значительной величины. Ниже рассмотрим его картину для случая прямого и полного гидравлического удара.

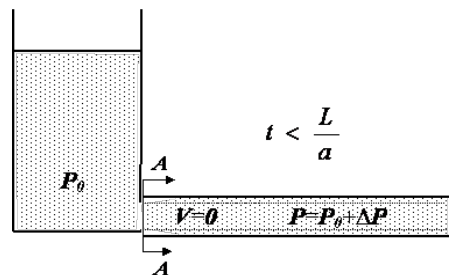


Отметим, что трубопровод в исходном состоянии открыт и по ней жидкость движется со скоростью $V > 0$.

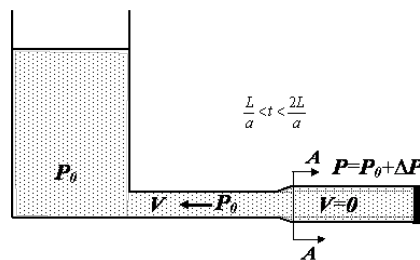


Давление в жидкости равно P_0 .

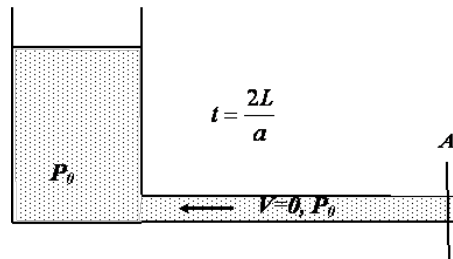
При этом трубопровод закрывается сразу и жидкость, наталкиваясь на крановую заслонку, останавливается. К деформации стенок трубы (труба у заслонки расширится) жидкости, и жидкости (давление у заслонки повысится на величину ΔP) приводит кинетическая энергия. На слои жидкости, которые остановились у заслонки, в последствии будут набегать слои следующие, вызывая при этом рост давления и сжатие жидкости, который будет распространяться в противоположном направлении с некоторой скоростью относительно скорости движения жидкости. Переходная область в сечении А-А называется ударной волной. Скорость перемещения сечения А-А (фронта волны) – это скорость распространения ударной волны и обозначается буквой a . Такой процесс проходит в период времени $0 < t < \frac{L}{a}$



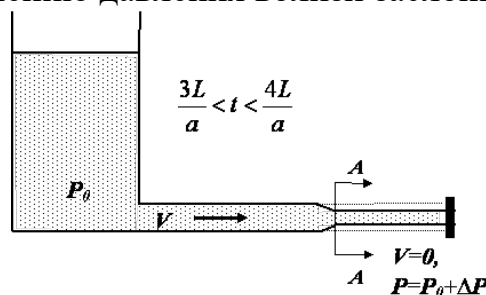
Когда во времени $t < \frac{L}{a}$ трубопровод весь станет расширенным, а жидкость неподвижной и сжатой, то такое явление будет в состоянии неравновесного. При этом у источника давление P_0 , а в трубе $P = P_0 + \Delta P$, тогда жидкость начнёт двигаться в сторону меньшего давления (от начала трубы в резервуар) с некоторой скоростью V . Сечение А-А(ударная волна) начнёт перемещаться к концу трубы со скоростью a . При этом давление в трубе будет снижаться до P_0 .



Этот процесс будет происходить в период времени $\frac{L}{a} < t < \frac{2L}{a}$.



Жидкость приобретает некоторую скорость V , когда энергия деформации жидкости переходит в кинетическую, но в обратном направлении. В трубопроводе при этом устанавливается давление P_0 , а жидкость продолжает двигаться к началу трубы, которая испытывает деформацию растяжения, приводящее к уменьшению давления вблизи заслонки.



При этом период времени $\frac{3L}{a} < t < \frac{4L}{a}$ наблюдается процесс выравнивания давления в трубопроводе, приводящее к движению ударной волны со скоростью a к её концу от начала трубы. Ударная волна достигает конца трубы в момент времени $t = \frac{4L}{a}$. В последующем процесс повторяется вновь, являясь возникновению следующих трех вопросов: 1. Какова у этого колебательного процесса скорость протекания и от чего она зависит? 2. Как сильно за счёт описанного процесса меняется давление в трубопроводе? 3. Как долго этот процесс может протекать?

Указанный процесс изучался при выводе в дифференциальной форме уравнения неразрывности потока, с той лишь разницей, что там рассматривалось только изменение массы во времени без учёта вызвавших это изменение причин $\frac{dM}{dt} = W \frac{d\rho}{dt} + \frac{dW}{dt} \rho$. По аналогии с этим уравнением приводим выражение, описывающее изменение массы за счёт такого давления $\frac{dM}{dt} = W \frac{d\rho}{dt} + \frac{dW}{dt} \rho = 0$.

Протекающая жидкость под действием повышенного давления устремится с некоторой скоростью, а в слои с меньшим давлением, в которых также будет повышаться плотность и увеличиваться напряжение в стенках трубопровода, способствующее увеличению его площади. В течение определенного времени эти деформации распространяются вдоль трубопровода.

Сильный гидравлический удар может быть причиной разрыва трубопровода, разрушения деталей гидромашин и оборудования, несвоевременную сработку отдельных устройств гидросистем (реле давлений и времени, гидрозамков и т.п.).

Интенсивность гидроудара снижается при увеличении времени сработки запорных устройств. Он может быть локализован при установке на трубопроводе вблизи места возможного его возникновения уравнивательных башен, воздушных колпаков, предохранительных клапанов и др.

3.3 Возможные пути предупреждения гидравлических ударов

- увеличение диаметра трубопровода с целью уменьшения скорости движения жидкости в нем;
- впереди участков возможного возникновения гидроудара установка разнообразных аккумуляторов, воздушных колпаков, предохранительных клапанов и т. д.;
- закрытие задвижки для увеличения времени срабатывания клапана;
- усиление прочности слабых элементов гидравлической системы.

3.4 Гашение ударной волны

При разгоне перед входом в трубу жидкости, то в случаях гидроудара, в трубе жидкость вынуждена остановиться и жидкость возле входа в трубу уже набравшая некоторую скорость. Этот процесс может быть причиной повышения давления вокруг входа, называемый «выходом ударной волны из трубы». Между тем, в трубе повышение давления прямо пропорционально скорости останавливаемой жидкости, а вне трубы скорость обратно падает пропорционально квадрату расстояния до входа. В связи с этим в 10 радиусах трубы от её входа скачок давления при гидроударе составит лишь 1% от его силы, что считается как «затухание» ударной волны при выходе из трубы.

Жидкость в трубе начинает двигаться наружу при выходе ударной волны из трубы, т.к. давление становится меньше такового в ней, хотя и превышает давление невозмущённой внешней жидкости. Между тем, перепад давлений пока не так велик, и в этой связи жидкость движется ещё не так быстро. Потом давление вне трубы быстро падает, и скорость движения жидкости наружу также быстро нарастает. Вместе с тем, это явление может быть причиной принципиальной неидеальности фронта падения давления, начинающего движение от входа к заглушке, что может быть идеально скачкообразным.

Следует отметить, что указанные явления происходят очень быстро. В случае, когда гидроудар был достаточно слабый и отрыв жидкости от заглушки не произошёл, то для сантиметровой трубы время гашения ударной волны и формирование обратного фронта может измеряться микросекундами.

3.5 Специальные устройства для ослабления ударной волны

3.5.1 Материалы устройства для уменьшения гидроудара

В настоящее время в строительстве трубопроводов применяются в основном полимерные материалы, которые имеют различные свойства, по-разному реагирующие на гидравлический удар. При выборе пластмассовых труб следует изучить характеристику продукции о их способности выдерживать скачки давления в результате гидроудара. Следует учесть, что полиэтиленовые трубы могут применяться для кратковременных волн давления, которые превышают проектное давление, т.к. они способны увеличивать прочность при кратковременных нагрузках. При одинаковых условиях пики давления в полиэтиленовых трубах значительно меньше, чем таковые в жестких трубах, объясняемое высокой пластичностью полиэтиленового материала. Например, для одной и той же жидкости при одинаковой скорости пик давления в полиэтиленовом трубопроводе почти на 50 % меньше, чем в трубе из поливинилхлоридового и на 65 % – из стеклопластикового материала. Между тем, трубопроводы, в которых часто или постоянно наблюдается гидроудар, то следует учитывать характеристику усталостной прочности пластмассовых труб. В случаях частых циклических пиков давления (гидроудары), рабочее давление в системе должно учитывать также его значение скачка при гидроударе.

Для ослабления или избежания гидравлического удара применяются следующие специальные устройства:

- инерционные круги;
- уравновешивающие отводы;
- воздушные баки;
- жидкостные амортизаторы;
- предохранительный клапан;
- вантузы;
- обратные клапаны;

- обратные клапаны с переходниками;
- обратные противовихревые клапаны.



Рисунок 3.4. Обратный клапан NR-NC-040

Важное значение в целях защиты трубопроводов от гидроударов имеют точные расчеты и надежная конструкция противоударных устройств, а также правильная их эксплуатация. Расчеты должны учитывать точные значения ударных давлений на протяжении всего трубопровода.

Для устранения гидроудара применяются также статические пускатели, способные поменять скорость потока.

В трубопроводе в условиях гидроудара точное определение величины максимальных понижений и повышений давления и возможных мест их возникновения в трубопроводе в процессе гидравлического удара позволяют выбрать наиболее эффективные и надежные способы их защиты. Следует иметь в виду, что учет завышенного уровня максимального ударного давления, чем фактически существующие могут привести к увеличению затрат на противоударные защитные мероприятия.

3.5.2 Комбинированные вантузы для защиты от гидроудара

В целях защиты от гидроудара изучено множество вариантов. При этом изучение данной важной проблемы показало, что нужный эффект может быть достигнут при использовании комбинированных вантузов в необходимых точках системы и обратных клапанов гидравлическим управлением закрытия в близости от насосной установки. Данное использование может привести к снижению амплитуды колебаний высоких низких давлений. Эти методы эффективны при отключении как всех насосов одновременно, так и любого их

них. Показано, что эти способы могут обеспечить колебания давления в необходимых пределах: не ниже -5 м и не выше $+70$ м.



Рис.3.5. Вантуз D-020 специальной конструкции

Для быстрого выпуска и впуска большого количества воздуха в трубопроводы используются комбинированные воздушные клапаны с гибким уплотнительным механизмом

При этом возможны следующие основные проблемы:

- в высоких точках системы скопление большого количества воздуха (воздушные карманы) может привести к значительному снижению пропускную способность трубопровода, что может быть причиной резкого повышения гидравлических потерь и расхода электроэнергии, а также существенно резкого износа насосов.

- при открывании воздушного кармана и затем остановке при быстром изменении скорости движения жидкости в другой высокой точке может наблюдаться волновой эффект с резким повышением давления (гидравлический удар), что может привести к серьезным повреждениям арматуры и даже разрывам трубопровода.

Указанные проблемы можно решить при использовании воздушных клапанов, имеющие различные формы, размеры, конфигурацию и целый ряд приложений. Эффект этих клапанов заключается в автоматическом выпуске и впуске воздуха без действия оператора.

Рекомендуемыми размерами клапанов являются:

диаметр трубопровода, мм, диаметр воздушного клапана, мм

75-250 50

300-400 80

450-550 100
600-900 150
950-1200 200

Рекомендуемыми местами установки воздушных клапанов являются:

- корпус подающего насоса;
- после подающего насоса;
- места локализации воздуха (высокие точки);
- места изменения направления трубопровода;
- точки наклона (подъема);
- каждые 500 метров на ровной поверхности.

Материалами корпуса могут быть полипропилен или чугун, материалами гибкого уплотнителя – EPDM. Типами соединения могут быть резьба либо фланец. Максимальная рабочая температура – 95°C. Поставка воздушных вантузов можно для систем горячего водоснабжения и отопления (температура до 150°C).

Комбинацией кинетического и автоматического систем может быть **комбинированный воздушный клапан D-060 HF**. В условиях эксплуатации внутреннее давление в системе может быть ниже такового атмосферного (слив). При этом большое количество воздуха за короткое время впускается через большое отверстие впускается в систему, препятствуя разрушению.

Комбинированный воздушный клапан марки D-040P, высвобождающий воздух в условиях заполнения системы и выпускающий его в процессе опорожнения, а также выпускающий воздух, имеющийся в жидкостях в процессе работы системы.

Комбинированный воздушный клапан марки D-05 высвобождает воздух в условиях заполнения системы, а также за короткое время впускает в нее большое количество воздуха в период слива жидкости, а также выпускает аккумулялированный воздух в период работы системы.

На основе испытаний была обоснована программа установки вантузов и инновационных обратных клапанов на насосных станциях и напорных трубопроводах. Установлено, что оборудование обладает улучшенными гидравлическими характеристиками, значительно снижающие расходы на перекачку.

4 Экономическая часть

Для разработки проекта использованы следующие исходные параметры нефтепровода «Кенкияк-Атырау»:

- протяженность – 448,85 км,
- диаметр трубы – 610 мм,
- пропускная способность – 12 млн. тонн нефти в год,
- давление в трубе – 6,4 МПа

При разработке экономической части проекта основными технико – экономическими показателями были:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы.

Указанные параметры находятся в тесной взаимосвязи, представляя единую систему, могущей быть основной для комплексной и всесторонней характеристики степени обоснования правильности принятого решения.

4.1 Обоснование капитальных вложений

На сооружение магистрального нефтепровода капитальные затраты включают расходы на сооружение части нефтепровода и строительство вспомогательного оборудования.

В строительство 1 км данного трубопровода капитальные вложения составляют 59,262560 млн.тг.

$$K_{лч}^1 = 59262560$$

$$K_{лч} = K_{лч}^1 \times L, \quad (4.1)$$

где:

$K_{лч}^1$ - капитальные вложения в строительство 1 км нефтепровода, млн. тг.;

L – длина нефтепровода, км.

$$K_{лч} = 59,262560 \times 448,85 = 26600 \text{ млн.тг}$$

4.2 Расчет эксплуатационных расходов

Следующие экономические показатели были основой для определения годовых эксплуатационных расходов:

- фонд заработной плата;
- отчисления на социальное страхование;
- амортизационные отчисления;

4.3 Фонд заработной платы

В системе магистрального транспорта нефти основным документом, нормирующим труд, являются отраслевые нормативы численности персонала на обслуживание различных сооружений нефтепровода.

При этом в качестве нормативов численности обслуживающего персонала взят из расчета 74 человека на 100 км по линейной части ($Ч_{ил}=74$ чел./100 км).

На этой основе общая численность персонала по линейной части нефтепровода составила:

$$Ч_{лч} = \frac{Ч_{ил}^1 \times L}{100}; \quad (4.2)$$

$$Ч_{чл} = \frac{74 \times 448,85}{100} = 332,149 \text{ чел.}$$

Известно, что фонд заработной платы включает основную и дополнительную ее части.

Основная заработная плата включает: плату, начисление за проработанное время по утвержденным тарифным ставкам и окладам; все виды премий из фонда зарплаты, доплату за работу в сверхурочное время, праздничные дни и т.д.

Дополнительная заработная плата включает: оплату отпусков, оплату рабочего времени, затраченного на выполнение государственных обязанностей.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{осн.общ} = З_{ср.мес} \times Ч_{об} \times 12, \quad (4.3)$$

где:

$З_{ср.мес}$ - среднемесячная заработная плата, тг;

$Ч_{об}$ - общая численность работников, чел.

Таким образом, основная заработная плата рассчитана в соответствии с эксплуатацией объекта и предусмотренными штатами и составила 180000 тенге на человека в месяц в текущих ценах.

$$З_{осн.л.ч.} = 18000 \times 332,149 \times 12 = 717,863040 \text{ тг.}$$

Обычно размер дополнительной заработной платы составляет 20% от основной:

$$З_{доп.л.ч.} = 0,2 \times З_{осн.л.ч.}, \quad (4.4)$$

$$Z_{\text{доп.л.ч.}} = 0,2 \times 717,863040 = 143,772608 \text{ тг.}$$

$$Z_{\text{доп.луп}} = 0,2 \times Z_{\text{осн.луп}}, \quad (4.5)$$

$$Z_{\text{доп.луп}} = 0,2 \times 318,863040 = 63,772608 \text{ млн. тг.}$$

$$Z_{\text{доп.общ.до изм}} = 63,772608 \text{ млн. тг.}$$

$$Z_{\text{доп.общ.после изм.}} = 0,2 \times Z_{\text{осн.после изм.}}, \quad (4.6)$$

$$Z_{\text{доп.общ.после изм.}} = 0,2 \times 320,863040 = 64,172608 \text{ млн. тг.}$$

На основании приведенных расчетов определен фонд заработной платы:

$$\Phi_{\text{лзп.общ}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.7)$$

$$\Phi_{\text{лзп.общ}} = 318,863040 + 63,772608 = 382,635648 \text{ тг.}$$

До изменений:

Таблица 4.1

Средняя зарплата 1 работника	$Z_{\text{ср}}$	тг./м ес.	80000
Численность персонала	N	Чел	74
Кол-во рабочего времени	T	Мес.	12
Основной фонд зарплаты	$Z_{\text{осн}}$	млн. тг.	318,863040
Дополнит. фонд зарплаты	$Z_{\text{доп}}$	млн. тг.	63,772608
Зарплата основная и дополнит.	Z	млн. тг.	382,635648

Разметы отчислений на социальное страхование.

- пенсионный фонд 10 %;
- профсоюзные взносы 1 %.

В сумме составляют 11 % от всего $\Phi_{\text{з.пл.}}$;

$$Z_{\text{соц.страх.общ.до изм.}} = 5,322 \text{ млн. тг.}$$

$$Z_{\text{соц.страх.общ.после изм.}} = 5,987 \text{ млн. тг.}$$

Расходы на электроэнергию рассчитываются по двухставочному тарифу как сумма оплаты за установленную мощность основного оборудования и расхода на потребляемую электроэнергию.

Стоимость электроэнергии за 1 кВт/ч определена из расчета 36,202 тг.

4.4 Расчет амортизации основных фондов

Размеры амортизационных отчислений определяются по каждому объекту основных фондов на соответствующие их нормы.

Обычно основные фонды составляют 90 % от капитальных вложений в линейную часть.

$$\Phi_{\text{лч}} = K_{\text{лч}} \times 0,9, \quad (4.8)$$

$$\Phi_{\text{лч}} 12659,451 \times 0,9 = 11393,451 \text{ млн. тг.}$$

$$\Phi_{\text{луп}} = K_{\text{луп}} \times 0,9, \quad (4.9)$$

$$\Phi_{\text{луп}} = 4973,356 \times 0,9 = 4475,7 \text{ млн. тг.}$$

Таким образом амортизационные отчисления для линейной части: 3,6 % от основных фондов.

$$A_{\text{лч}} = \Phi_{\text{лч}} \times 0,036, \quad (4.10)$$

$$A_{\text{лч}} = 11393,451 \times 0,036 = 410,148 \text{ млн. тг.}$$

$$A_{\text{луп}} = \Phi_{\text{луп}} \times 0,036, \quad (4.11)$$

$$A_{\text{луп}} = 4475,7 \times 0,036 = 161,1 \text{ млн. тг.}$$

Суммарные амортизационные отчисления составляют:

$$A = A_{\text{лч}} + A_{\text{луп}}, \quad (4.12)$$

$$A_{\text{до.изм}} = 410,148 \text{ млн. тг.}$$

$$A_{\text{после.изм}} = 410,148 + 161,1 = 571,248 \text{ млн. тг.}$$

5 Безопасность и охрана труда

При написании данного раздела учитывались следующие законы, нормативные документы и технические регламенты Республики Казахстан:

- СНиП РК 3.02-02-2001 «Общественные здания и сооружения».
- СН РК 3.02-09-2001 «Нормы технологического проектирования дизельных электростанций».
- СН РК 3.02-15-2003 «Нормы технологического проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов».
- СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве. Взамен СНиП РК А3.2.5-96
- СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»
- СНиП РК 2.02-05-2002 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
- СНиП РК 3.05-09-2002 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
- ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация».
- СТ РК ГОСТ 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 52568-2006 «Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов». Технические условия
- СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».
- СНиП РК 2.02-05-2002 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
- МСН 2.04-03-2005 «Защита от шума»

5.1 Производственная санитария. Производственная вибрация

Магистральный нефтепровод «Кенкияк – Атырау» введен в эксплуатацию в мае 2004 г. решением Государственной приемочной комиссии.

Площадь земель, отведенного для нефтепровода, составляет 1155,34 га.

Общая протяженность нефтепровода «Кенкияк – Атырау» составляет 448,85 км.

Вибрация трубопроводов компрессорных установок часто достигает значительных величин и служит причиной ухудшения показателей их надежности и безопасности.

Причинами возникновения вибраций являются: возникающие при работе машины неуравновешенные силы из-за возвратно-поступательных движений их частей (например, кривошипно-шатунные механизмы); наличие дисбаланса масс (несовпадение центра масс и центра, инерции) из-за неоднородности материала вращающегося тела, деформации деталей от неравномерного нагрева при горячих и холодных посадках и т.п.; увеличение люфтов и зазоров при износе станков и агрегатов.

Государственным стандартом ГОСТ 12.1.012 "ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования" установлены нормы для следующих категорий: категория 1 – транспортная вибрация; категория 2 – транспортно-технологическая вибрация; категория 3 – технологическая вибрация; категория 3а – вибрация, действующая на постоянных рабочих местах производственных помещений; категория 3б – вибрация на рабочих местах складов, бытовых, дежурных и подсобных помещений, в которых отсутствуют генерирующие вибрацию машины; категория 3в – вибрация в помещениях для работников умственного труда.

Вибрация трубопроводов обусловлена колебаниями цилиндров компрессора и пульсациями давления газа, а также колебаниями арматуры, холодильников, и других емкостей. Особый интерес представляет явление резонанса, когда частота собственных и вынужденных колебаний совпадает. Следует различать собственные колебания трубопроводов и собственные колебания газа в трубной обвязке нагнетательных установок, т.е. резонанс может быть механического и аэродинамического происхождения.

Таблица 5.2 – Допустимое время воздействия вибрации

Вибрация	Превышение уровней вибрации над нормативными значениями, дБ				
	0	3	6	9	12
	Длительность воздействия вибраций, мин				
Локальная	320	160	80	40	40
Общая	480	120	60	30	15

Многих неприятностей, вызванных вибрацией трубопроводов, можно избежать, если этому вопросу уделять больше внимания при проектировании. К сожалению, часто расчетами колебаний трубопроводов пренебрегают, т.к. они требуют больших трудозатрат. В подобных случаях опасный уровень вибрации обнаруживается уже при вводе в эксплуатацию компрессорных установок.

В производственных помещениях виброизоляция осуществляется упругими элементами, которые вмонтированы в места прохода различного технологического назначения через стены трубопроводов, в их числе воздухопроводы вентиляционной системы. Конструкции для виброизоляции останавливают распространение на строительные конструкции, здания и человека вибрации от источника ее образования.

Таблица 5.3 – Эффективность виброизоляции

Вид оборудования	Эффективность виброизоляции, дБ
Центробежные компрессоры	34
Поршневые компрессоры, виброплощадки	17...26
Центробежные насосы	26

Обычно считают, что проблемы вибрации трубопровода можно решить применением того или иного способа крепления (установкой дополнительных опор, изменением расстояния между опорами, увеличением жесткости крепления), установкой виброгасителей, применением колец жесткости и присоединением дополнительных масс, но при этом величина пульсаций газа не изменяется, а также могут увеличиваться напряжения в трубопроводе от температурных деформаций его конструкции. Пульсирующий поток по-прежнему будет вызывать потерю мощности агрегата, оказывать разрушительное действие на цилиндры компрессоров и измерительную аппаратуру, снижать ресурс клапанов, создавать погрешности в показаниях приборов. Вибрации, возникающие от пульсирующего потока газа, особенно интенсивно проявляются в местах резкого изменения направления и сечения трубопровода, где пульсации давления обуславливают значительные реактивные силы. Средствами уменьшения пульсаций давления и резонансов столбов газа являются: изменение длины или формы трубопроводов с устройством или устранением глухих отводов; установка дроссельных диафрагм; устройство буферных емкостей; применение акустических фильтров.

5.2 Мероприятия по обеспечению надежности трубопроводов

5.2.1 Инновационные технологии

В процессе разработки инвестиционных проектов и их реализации Товарищество руководствуется основными принципами в сфере инвестиционной политики, и в том числе, разработка инструментов минимизации рисков и соответствующее страхование от потенциальных рисков. В работе над уменьшением отрицательного воздействия на окружающую среду и снижения рисков в области безопасности и здоровья наиболее приоритетными направлениями являются: необходимость продолжения работы в области внедрения зеленых (экологически чистых) технологий и оборудования, реализация проектов эффективных в сфере экологии, внедрение технических инноваций с учетом социально корпоративной ответственности, продолжение работы по дальнейшему осуществлению экспертной оценки новой техники, технологий, материалов, реагентов и контрактов с учетом экологических требований, предъявляемых к ним, проведение диагностики, капитального ремонта, модернизации, технического перевооружения на основе ресурсосберегающих и малоотходных технологий, реконструкция производственных объектов, внедрение современных систем автоматизации объектов и линейной части магистральных нефтепроводов.

5.2.2 Внутритрубная диагностика

Товариществом разработана специальная программа для проведения диагностических работ с целью обеспечения надежности работы системы магистральных нефтепроводов. В соответствии с указанной программой производится внутритрубная диагностика с помощью современных специальных инспекционных магнитных и ультразвуковых приборов, вибрационная диагностика насосного оборудования, инспекция резервуаров, диагностика печей подогрева нефти. Товариществом на ежегодной основе производятся работы по диагностике и инспекции состояния магистральных трубопроводов, в соответствии с разработанными и утвержденными стандартами Товарищества, регламентирующими порядок и частоту проведения диагностических работ. Проверка магистральных нефтепроводов дает возможность выявлять наружные и внутренние дефекты стенок трубопровода, швов на сварных стыках, а также технологические (металлургические) дефекты трубной стенки вдоль всего трубопровода. По итогам диагностики выставляется оценка степени опасности установленных дефектов и неисправностей, разрабатывается план ремонтных работ, который в дальнейшем и реализуется.

В целях систематизации результатов диагностики, а также для разработки обоснованного плана ремонтных работ была внедрена система под названием «Автоматизированная система контроля и управления техническим состоянием».

В Товариществе для осуществления работ по внутритрубной диагностике на протяжении последних лет применяются ультразвуковые дефектоскопы типа WM и магнитные дефектоскопы типа MFL, модернизированные магнитные дефектоскопы продольного и поперечного намагничивания типа CDP и ADP, продольного намагничивания типа MFL и поперечного намагничивания типа TFI, ультразвуковые дефектоскопы типа WM и CD. Применение вышеуказанных современных приборов увеличивает возможность наиболее точного определения местонахождения всех потенциально опасных дефектов обследованных трубопроводов и их размеров. При обследовании воздушных и подводных переходов в Товариществе используются комбинированные методы, в том числе метод ультразвукового обследования, метод акустической эмиссии, метод магнитной памяти и другие.

5.2.3 Предотвращение коррозии

Коррозия металлов – это процесс, который в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, который вызывает разрушение металла или изменение его свойств. Основной причиной является термодинамическая неустойчивость металлов, что и приводит к коррозии металла трубопроводов и резервуаров.

К основным способам борьбы с коррозией относятся:

-технологические способы, которые направлены на применение специальной технологии перекачки нефти или воды, в результате чего сохраняются изначально низкие коррозионные свойства у сырья;

-специальные средства защиты, которые включают в себя применение электрохимической защиты, высококоррозионно-стойких сплавов и металлов, полимерных и лакокрасочных покрытий, а также ингибиторов коррозии.

В соответствии с Единым планом мероприятий по реализации технической политики Товарищества планируется:

-внедрение на технологических нефтепроводах среднего и низкого давления объектов Товарищества метода диагностического обследования «Стресс-коррозия»;

-применение новых видов оборудования и труб, изготовленных из материалов, обладающих высокой коррозионной стойкостью.

6 Охрана окружающей среды

6.1 Вредные выбросы в окружающую среду

На объектах транспортировки нефти, где возникает риск попадания углеводородов в окружающую среду, к причинам загрязнения можно отнести следующие виды:

- прорывы на нефтепроводах из-за аварий, которые являются следствием использования дефектных труб и проведения не качественных строительно-монтажных работ, некорректной эксплуатации технологического оборудования и т. д.;
- не полная герметичность систем транспортировки нефти;
- не достаточная герметичность отстойников, а также товарных и сырьевых резервуаров;
- повреждение перекачивающих насосов;
- пролив воды и нефти, через сальниковые и уплотнения сальники.

Загрязнение почв – это одно из серьезнейших последствий вредных выбросов, приводящее к длительному процессу восстановления природы, окружающей среды и местной экосистемы, а также к нарушению местной экосистемы. В связи с этим объект окружают специальной санитарно-защитной зоной, размеры данной зоны определяются по действующим нормам санитарии. В целях очистки от нефти широко применяются искусственные и природные сорбенты: полимерные материалы, песок торф. По пути течения нефтяного потока выкапываются ямы, устанавливаются накопители, оборудуются дренажные каналы.

На объектах транспорта и хранения нефти одним из основных загрязнителей окружающей среды являются нефтесодержащие сточные воды. На головных перекачивающих станциях, имеющих большие резервуарные парки, образуются значительные объемы нефтесодержащих сточных вод.

В целях уменьшения вредного воздействия производства на водную среду необходимо, во-первых, стремиться к сокращению водопотребления и максимальному использованию оборотного водоснабжения и, во-вторых, к наиболее полному сбору, отведению и очистке нефтесодержащих сточных вод. Утилизация отсепарированных нефтей в результате очистки сточных вод вносит существенный вклад в политику ресурсосбережения, которая является одним из важных направлений хозяйствования в предстоящие годы.

Источниками сточных вод на ГНПС «Кенкияк» являются:

- резервуарный парк;
- котельная;
- операторная;
- административный комплекс;
- трансформаторная подстанция и др.

Все источники загрязнения на предприятиях, которые подлежат контролю и мониторингу по загрязнению атмосферы, разделяются на две категории:

– первая категория включает в себя источники, которые наносят существенный урон при загрязнении атмосферы, по-другому они называются организованные выбросы (факел, котельная), контроль за которыми требует систематического подхода;

– вторая категория включается в себя источники, которые более мелкие, по-другому они называются неорганизованные выбросы (ёмкости, сепараторы и т.д.), контроль за которыми может производиться эпизодически.

К веществам, которые в обязательном порядке подлежат контролю, должны относиться углеводороды, окись углерода, окислы азота. К главным причинам и источникам возникновения вредных веществ относятся:

а) труба дымовая (котельное сжигание; выбросы – углеводороды, окись углерода, окислы азота);

б) клапаны дыхательные (резервуары; выбросы - углеводороды);

в) не герметичность фланцевых соединений.

В целях снижения количества вредных выбросов требуется при эксплуатации этих устройств неукоснительно следовать всем правилам их корректной эксплуатации, регулярно и своевременно осуществлять профилактические работы.

Для предупреждения от загрязнения и в целях охраны воздушного бассейна, почвы и природных вод в следствие аварий, которые сопровождаются выбросами вредных веществ в окружающую среду, данный проект рассматривает эксплуатацию нефтепровода в режимах с давлениями, которые при имеющихся дефектах, выявленных во время проведения внутритрубной диагностики, не превышают допустимые.

6.2 Мероприятия по сокращению вредных выбросов в окружающую среду

Если говорить в общем, то все мероприятия в области снижения выбросов в воду, почву и атмосферу разделяются на два вида.

Первый вид: охрана окружающей среды во время ввода в действие специальных объектов, которые связаны с прекращением имеющихся или предупреждением ожидаемых вредных последствий. Это к примеру организация очистки загрязненных сточных вод, установка для очистки и обезвреживания из отходящих газов токсичных веществ.

Второй вид: снижение или полное исключение вероятности отрицательного воздействия. К примеру, применение вместо более токсичных реагентов менее токсичных, разработка технологических процессов, которые безотходны, в процессе эксплуатации.

На ГНПС «Кенкияк», для целей обеспечения охраны, и предупреждения загрязнения воздушного бассейна, водоемов и почвы предусмотрены:

- полная герметичность системы транспортировки нефти;
- полный контроль швов сварных стыков трубопроводов внутри станции;
- компактность размещения объектов ПС. Благодаря компактности ПС обеспечивается сведение к минимуму разъединительных соединений и удобство обслуживания, а также экономия площади почвы;
- оснащение всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление, предохранительными клапанами, в соответствии требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- обеспечение закрытого налива и слива нефти и нефтепродуктов;
- автоматическая (по уровню жидкости) откачка из дренажной емкости;
- испытание после монтажа трубопроводов и оборудования на прочность;
- использование конструкций резервуаров, обеспечивающих наименьшие потери продукта (понтонные, системы улавливания лёгких фракций и т.д.);
- применение защиты трубопроводов и оборудования от коррозии;
- осуществление аварийной сигнализации для предельных значений регулируемых параметров (температуры, давления, уровня);
- экстренное защитное отключение насосных агрегатов и т.д.

На линейной части нефтепровода Кенкияк-Атырау осуществляются следующие мероприятия по сокращению вредных выбросов в атмосферу:

- контроля за состоянием трубопроводной арматуры и т.д.;
- контроль за состоянием изоляционного покрытия;
- предупреждение развития коррозионного износа трубопровода (СКЗ, изоляция и т.д.);
- своевременный ремонт и диагностика трубопроводов с применением внутритрубных диагностических приборов;
- своевременное патрулирование трассы;
- четкое выполнение графика планово- предупредительного ремонта.

Особое внимание уделяется переходам через естественные и искусственные препятствия.

6.3 Охрана атмосферного воздуха

К основным загрязняющим веществам, которые выбрасываются из резервуаров, необходимо отнести углеводороды, возникающих в результате испарения из резервуаров нефти.

В составе проекта нормативов предельно допустимых выбросов для НПС магистральных нефтепроводов и проекта нормативов предельно допустимых выбросов для нефтебаз определяются и устанавливаются нормы предельно допустимых выбросов для резервуаров с нефтью.

После установления норм предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу на НПС и нефтебазах требуется организация контроля за их соблюдением, для должен

вестись журнал. Осуществляться контроля производится или на договорной основе специализированными организациями, или силами предприятия.

В целях снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов требуется осуществление мероприятий по снижению потерь из резервуаров нефти.

В таблице 6.1 представлен перечень технических средств по сокращению потерь от испарения нефти из резервуаров и показатели их эффективности.

Таблица 6.1 – Показатели эффективности технических средств сокращения потерь нефти от испарения (от величины потерь нефти из резервуаров без средств сокращения потерь)

Техническое средство	Показатель эффективности в сокращении потерь, %
1 Плавающие крыши, понтоны в зависимости от применяемого типа уплотняющего затвора	2
2. Газоуравнительная система, эффективность применения зависит от коэффициента совпадения операций по заполнению и опорожнению резервуаров (K_c); $0 \leq K_c \leq 1$, эффективность ГУС имеет пределы от 0 до 100%; при $K_c = 0,5$	80÷95 40
3. Дыхательные клапаны типа КДС	3
4. Диски – отражатели в зависимости от оборачиваемости резервуара	15÷30
5. Окраска резервуаров: - до 2 лет эксплуатации;	7
- от 2 до 4 лет.	3

6.4 Охрана водных объектов

На нефтеперекачивающих станциях и нефтебазах должны применяться системы очистки производственно-дождевых сточных вод перед их сбросом в водотоки и водоемы. Нужная степень очистки требует обоснования с условием места сброса вод, а также утвержденного норматива по предельно допустимому сбросу загрязняющего вещества.

Норматив по предельно допустимому сбросу со сточными водами загрязняющих веществ утверждаются в разрешениях на специальное водопользование.

6.5 Охрана почвы

На нефтебазах и нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов основными причинами загрязнения нефтью почвы являются

негерметичность муфтовых и фланцевых соединений, неплотность запорной арматуры, негерметичность сварных стыков; коррозионные повреждения резервуаров; мероприятия по зачистке резервуаров.

В целях недопущения при отборе проб нефти из резервуаров, ремонтах или разливах загрязнения почвы требуется устройство закрытых дренажей в заглубленных резервуарах с автоматизированной системой откачки нефти.

Необходимо обеспечивать осуществление постоянного надзора герметичности фланцевых соединений, сальниковых устройств, съемных деталей, люков и другого технологического оборудования и т.п.

Для недопущения перелива нефти необходимо применение специальных предохранительных устройств, которые при достижении нефтью заданного уровня автоматически прекращают подачу нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Республике Казахстан магистральные трубопроводы по объему грузооборота намного опередили другие виды транспорта. Доля их в общем объеме перевозок быстро росла и достигла почти трети общего грузооборота страны.

В рамках указанного в данной дипломной работе был комплексно рассчитан магистральный нефтепровод «Кенкияк-Атырау» протяженностью 448,85 километров. В ходе дипломного проектирования выполнены гидравлические расчеты с техническим решением и технологической схемой по увеличению пропускной способности трубопровода с 2,5 млн тонн до 4,0 млн тонн, 6,0 млн тонн и максимально до 12,0 млн тонн нефти в год.

Подробно описана природно-климатическая характеристика района строительства магистрального трубопровода с учетом температуры наружного воздуха, ветровой и снеговой нагрузки, а также сейсмичности.

Специальная часть работы включает комплексные меры по предупреждению возможного появления гидравлического удара и описаны способы по его устранению и восстановлению работы трубопровода.

В экономической части были рассчитаны капитальные вложения по сооружению части трубопровода и строительства капитального оборудования, а также выполнены расчеты эксплуатационных расходов, фонда заработной платы и амортизации основных фондов.

Описаны меры по безопасности и охране труда с изложением основ промышленной санитарии, профилактики возможной производственной вибрации и коррозии трубопровода.

Обоснованы меры по охране окружающей среды по сокращению вредных выбросов для предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, водных объектов и почвенного покрова при строительстве и эксплуатации магистрального трубопровода.

В дипломной работе основная цель и поставленные задачи выполнены в полном объеме.

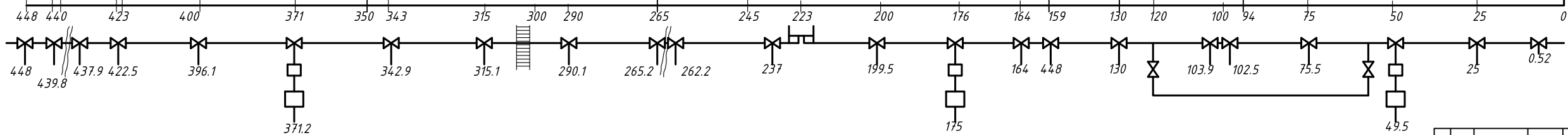
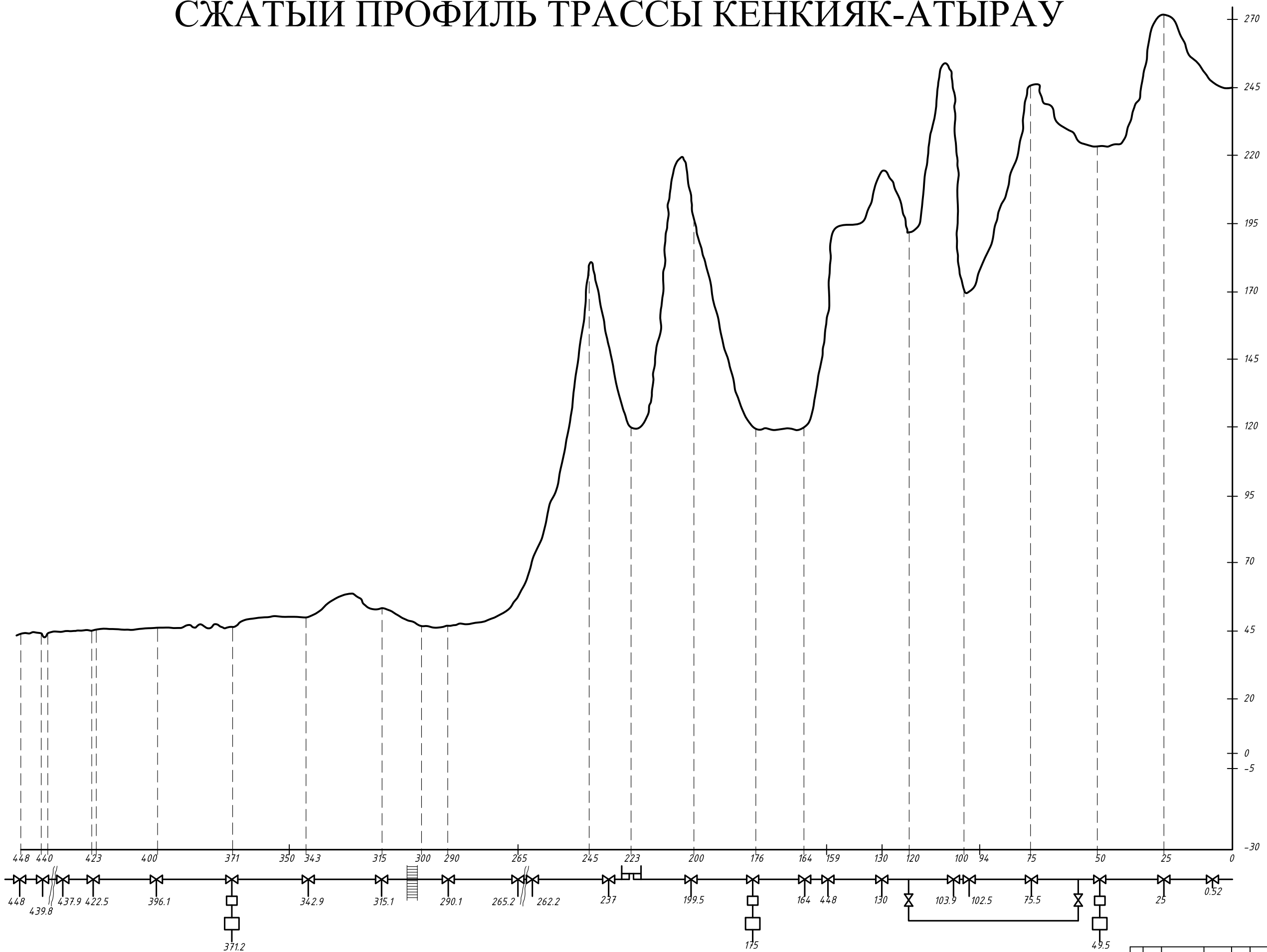
Главным результатом проведенных работ по строительству и модернизации казахстанской системы трубопроводов можно назвать сохранение ее работоспособности и надежности, повышение эффективности выполняемых работ в сфере нефтяной промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. - Уфа: ООО «Дизайн ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
- 2 А.А. Коршак, А.М. Нечваль. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.- 516 с.
- 3 Г.Г. Васильев., Г.Е. Коробков., А.А. Коршак., и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. Для ВУЗов: В 2т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
- 4 З.Ф. Исмагилова, К.Ф. Ульшина. «Технологический расчёт магистральных нефтепроводов». Методическое пособие по выполнению курсового проектирования. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2008. – 68 с
- 5 Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов, - М.: Недра, 1987 г.
- 6 Телегин Л.Г. Развитие и совершенствование организации трубопроводного строительства. - М.: ВНИИПКТехоргнефтегазстрой, 1987 г.
- 7 Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа.— М.: Недра, 1977.
- 8 Волков Б.Г. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии.— М.: Недра, 1975.
- 9 Аксельрод Э.Л., Ильин В.П. Расчет трубопроводов. – Л.: Машиностроение, 1972.-239 с.
- 10 Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Спрв. Пособие. –М.: Недра, 1991.–287 с.
- 11 Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. Учеб. Пособие для вузов. – М: недра, 1988. – 188 с., ил.
- 12 Калицун В.И., Дроздов Е.В., Комаров А.С., Чижик К. И, «Основы гидравлики и аэродинамики», «Стройиздат», 2002 г.
- 13 Лапшев, Николай Николаевич. Гидравлика: учеб. для вузов по специальности "Строительство" / Н. Н. Лапшев. - М.: Академия, 2007.
- 14 Жуковский Н.Е., «О гидравлическом ударе в водопроводных трубах», М – Л., 1949 г.
- 15 Карымсакова, Э.С. Развитие трубопроводного транспорта нефти в Республике Казахстан/ Э.С. Карымсакова, А.А. Коршак, Э.М. Мовсумзаде. – Москва: Химия, 2003. – 192с.;
- 16 Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие/ Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К.

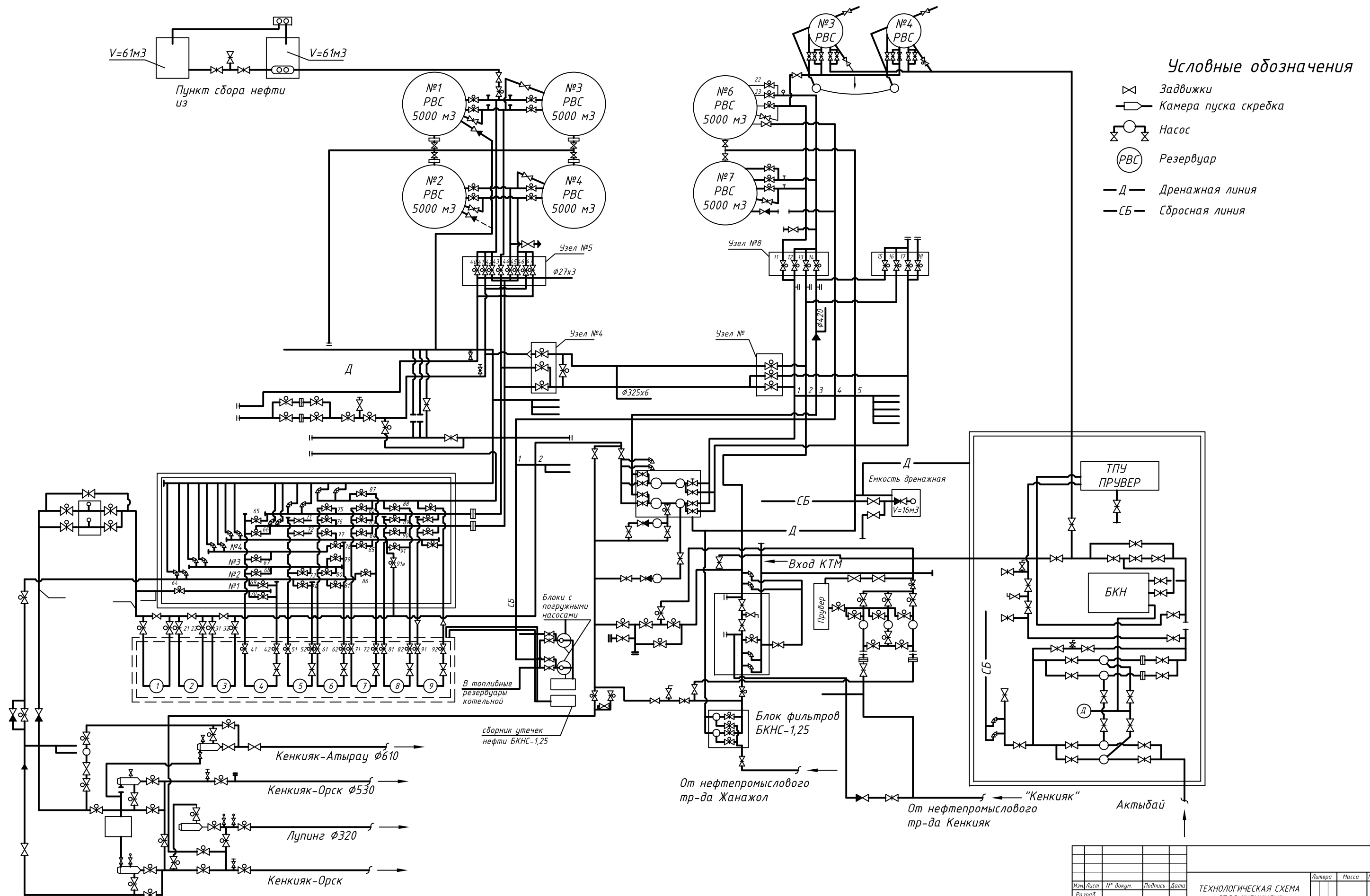
- Рафиков, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург. – Санкт-Петербург: «Недра», 2011. – 748с.;
- 17 Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М. Недра, 1988.
 - 18 Яковлев Е. И. Газовые сети и газохранилища. М. Недра, 1991
 - 19 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. ВСН 012-88.
 - 20 СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
 - 21 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание ВСН 011-88.
 - 22 СНиП Ш-42-80 Магистральные трубопроводы.
 - 23 ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.
 - 24 Новоселов В. А. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. М. Недра, 1982.
 - 25 Бабин Л. А. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. М. Недра, 1979.
 - 26 Баяхметов Т. Б. Перспективы развития нефтепроводного транспорта и повышение коммерческих результатов от экспорта сырья. Алматы, 2001.

СЖАТЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ КЕНКИЯК-АТЫРАУ



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
СЖАТЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ НЕФТЕПРОВОДА "КЕНКИЯК-АТЫРАУ"					Лист 3	Листов 8	
					Транспортировка нефти на участке Атырау-Кенкиак нефтепровода "Кенкиак-Атырау"		КазНИТУ Каф. НИ

Технологическая схема ЛПДС Кенкияк

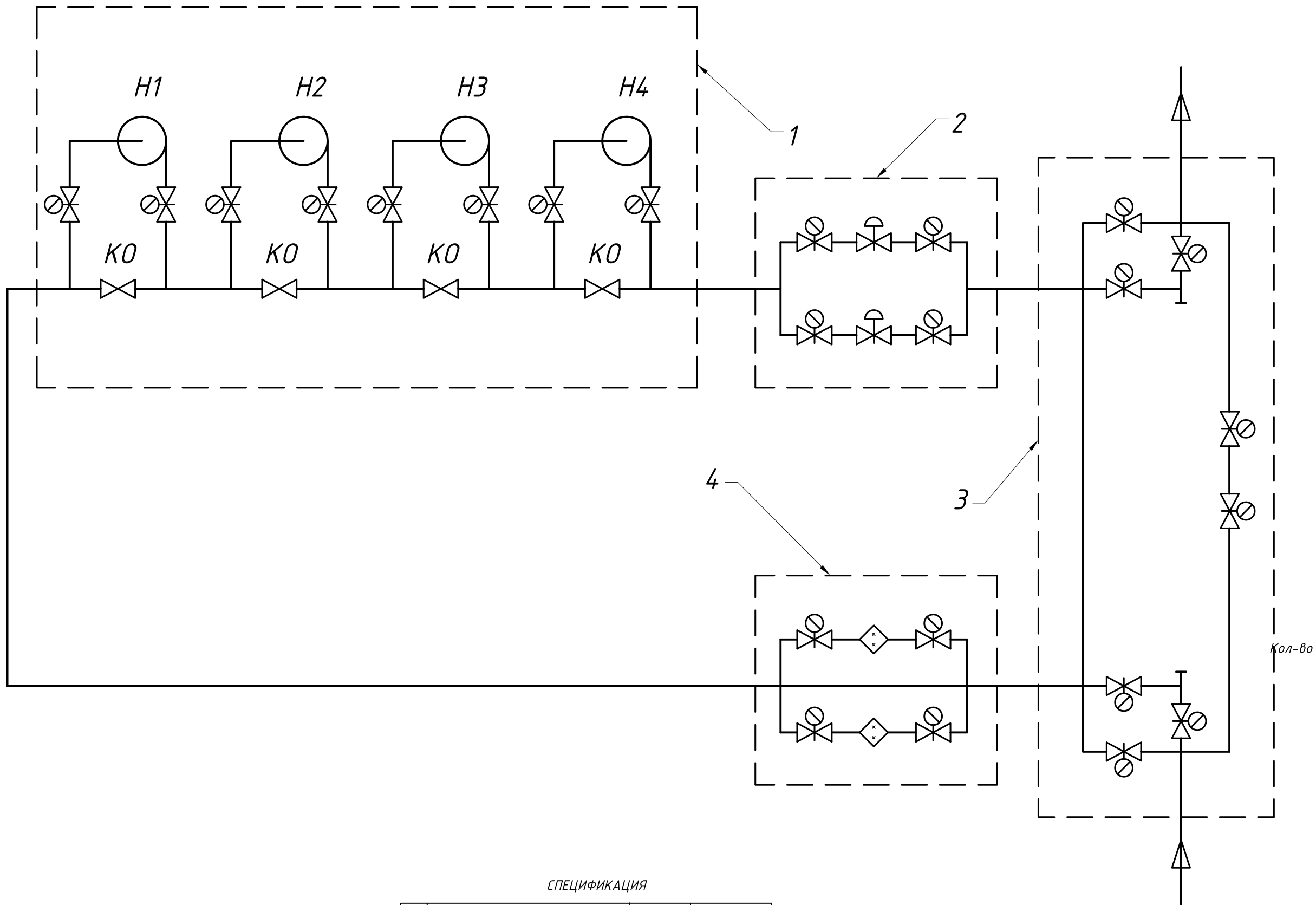


Условные обозначения

- Задвижки
- Камера пуска скребка
- Насос
- Резервуар
- Дренажная линия
- Сбросная линия

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.							
Руковод.					Лист 2	Листов 8	
Н. контр.							
Зав. каф.							
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЛПДС "КЕНКИЯК"					КазНИТУ Каф. НИ		
Транспортно-технологическая схема Атырау-Кенкияк нефтепровода "Кенкияк-Атырау"							

Технологическая схема ПНПС

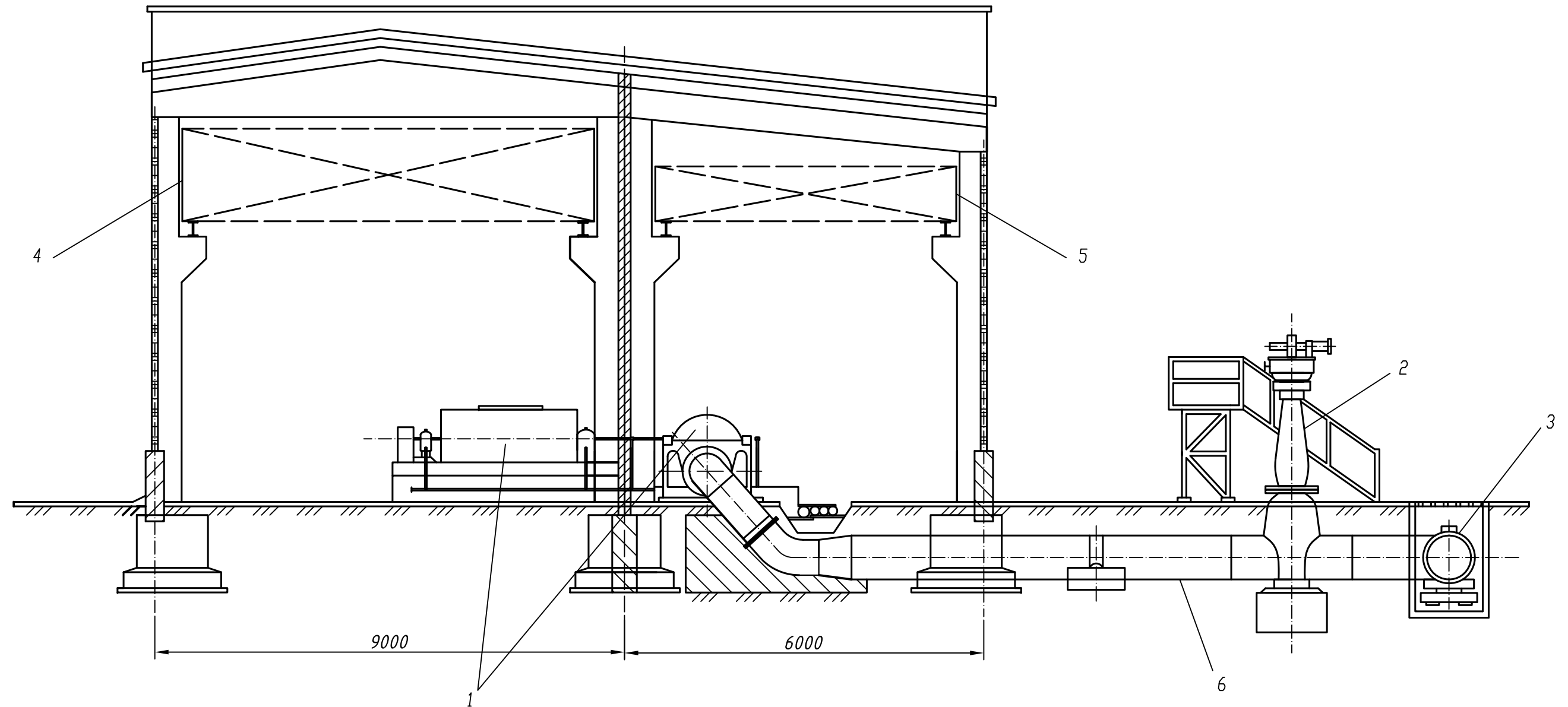


СПЕЦИФИКАЦИЯ

№	Название	Количество	Примечание
1	Магистральная насосная	1	
2	Помещение с регулирующими клапанами	1	
3	Устройство приема и пуска скребок	1	
4	Площадка с фильтрами-грязеуловителями	1	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Технологическая схема промежуточной НПС Разраб. Руководитель Н. кант. Зав. каф.					Лист 7	Листов 8	
					Транспортровка нефти на участке Атырау-Кенкияк нефтепровода "Кенкияк-Атырау"		КазНИТУ Каф. НИИ

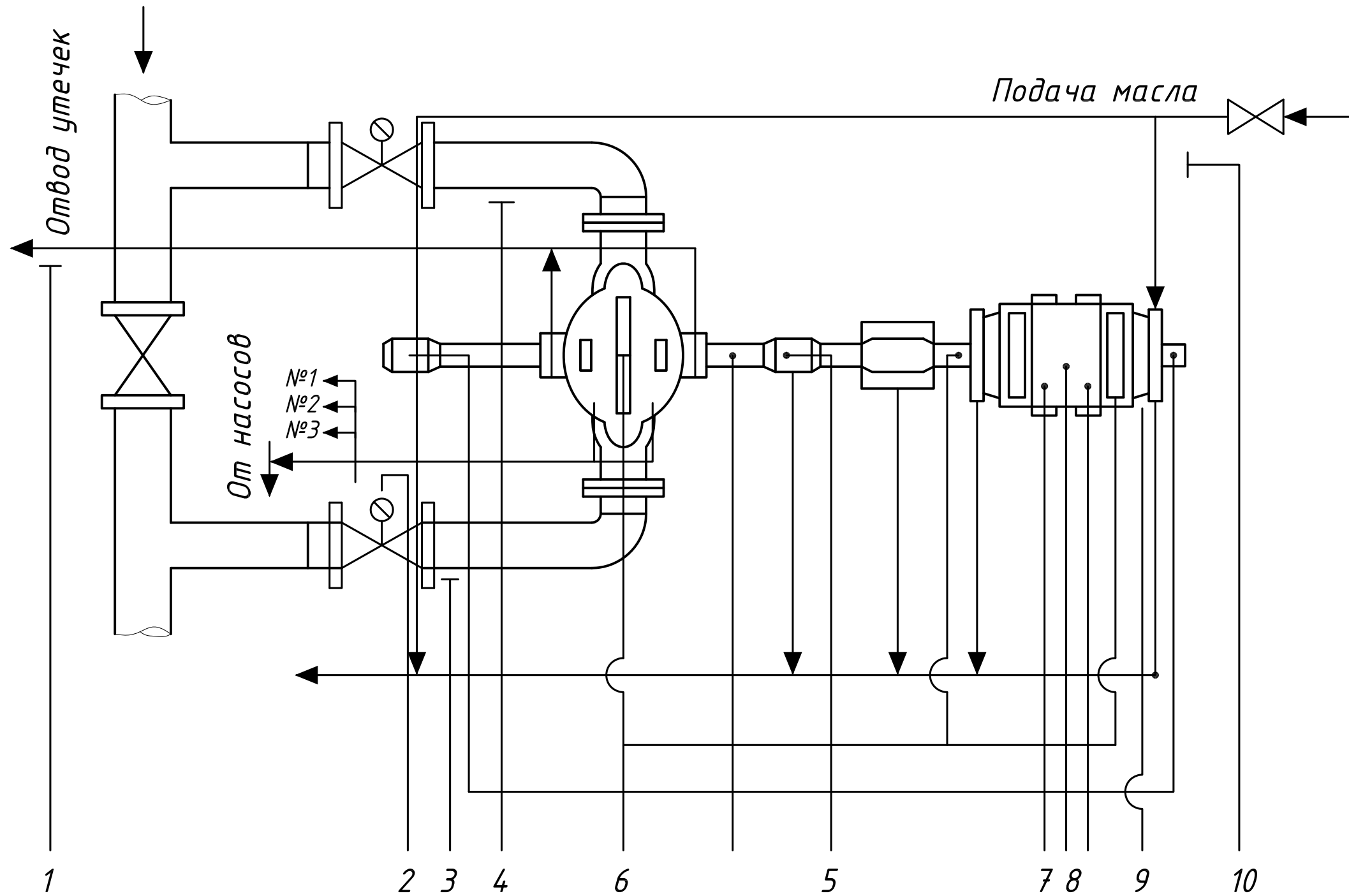
Насосный цех с насосными агрегатами типа НМ



1- насос с электродвигателем; 2- задвижка с электродвигателем; 3- клапан обратный; 4- кран мостовой ручной двухбалочный; 5- кран ручной мостовой однобалочный; 6- всасывающий трубопровод.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Масса	Масштаб
					Насосный цех с насосными агрегатами НМ 2500-230		
Разработал					Лист 4	Листов 8	
Н. Контроль							
Руководитель							
Заб. кафедр							
Транспортировка нефти на участке Атырау-Кенкиля нефтепровода "Кенкиля-Атырау"					КазНИТУ Каф. НИ		

Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб	
Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата Транспортная нефть на участке Атырау-Кенкияк нефтепровода "Кенкияк-Атырау"					Лист 6	Листов 8		
					КазНИТУ			
					Каф. НИ			

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

№	Наименование показателей, ед. измерения	Величина показателя
1	Годовой объем перекачиваемой нефти, млн. т/г: в т.ч. перекачка на Атырау перекачка на Орск	14.0 12.0 2.0
2	Общая площадь участка, га	14
3	Общая емкость резервуарного парка, тыс. м3: существующая после реконструкции	36.0 91.97
4	Годовой расход электроэнергии, млн. кВт/час: существующий после реконструкции	8.73 36.202
5	Общая численность работающих, человек: существующая после реконструкции	74 127
6	Годовой объем перекачки на одного работающего в год, тыс. тонн/чел.:	27.8 92.3
7	Стоимость реконструкции, млн. тенге: в том числе строительно-монтажных работ	791.98 481.31
8	Стоимость основных производственных фондов, млн. тенге: на 01.01.2003 г. после реконструкции	467.82 1259.8
9	Продолжительность реконструкции, мес.: в т.ч. продолжительный период	18.0 2.0
10	Металловложения в строительство новых резервуаров, тонн:	90
11	Годовые эксплуатационные расходы, млн. тенге: в 2001 году после реконструкции	309.11 437.42
12	Себестоимость перекачки, тенге/тонна: существующая после реконструкции	160.0 66.2
13	Срок окупаемости капитальных вложений, лет:	1.7

Изм./Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Листов	Масштаб
Разработчик					
И. Кемпелев					
Продолжение					
Зад. исправл.					
Технико-экономические показатели				Лист 8	Листов 8
Трансформирована нефть на участке Альфул-Кейлик нефтепровода Кендия-Альфул				Лист 8	Листов 8
				Каф. НИ	