

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турсыова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Пак М.Р., Огай А.Г., Шубай А.Х., Омаров А.Б.

Увеличение пропускной способности нефтепровода Атырау –Кенкияк –
Кумколь

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

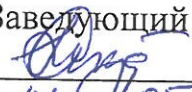
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ

 М.К. Сыздыков

« 14 » 10 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: «Увеличение пропускной способности нефтепровода Атырау –
Кенкияк – Кумколь»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили

Пак М.Р.,
Огай А.Г.,
Шубай А.Х.,
Омаров А.Б.

Научный руководитель

К.т.н., сениор-лектор

 Иргобаев Т.И.

« 16 » 10 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

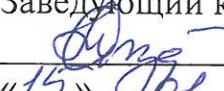
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ

 М.К. Сыздыков
«15» 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающимися Пак М.Р., Огай А.Г., Шубай А.Х., Омаров А.Б.

Тема: Увеличение пропускной способности нефтепровода Атырау –Кенкияк
Кумколь

Утверждена приказом ректора университета №1167-б от 17.10.2018

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

Исходные данные к дипломному проекту: техничко-технологический,
специальный раздел, экономический, безопасность и охрана труда,
окружающая среда

Перечень подлежающих разработке в дипломном проекта вопросов:

а) общие сведения о нефтепроводе

б) параметры технологического процесса

в) работа нефтепровода до увеличений пропускной
способности

г) перекачка 4,5 млн. тонн нефти в год

д) перекачка 6 млн. тонн нефти в год

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных
чертежей): технологическая схема ПНПС, трубопроводная арматура и
фланцевое соединение, разрез насосного агрегата серии НМ, технологическая
схема ЛПДС «Кенкияк», насосный цех с насосными агрегатами НМ 2500-230,
сжатый профиль трассы нефтепровода «Кенкияк - Атырау», схема
измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

Рекомендуемая основная литература: из 30 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	05.04.2019	
Специальная часть	05.04.2019	
Экономическая часть	05.04.2019	
Безопасность и охрана труда	05.04.2019	
Охрана окружающей среды	05.04.2019	

ПОДПИСИ

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Т.И. Иргibaев Канд.техн.наук, сениор-лектор	22.03.2019	
Специальная часть	Т.И. Иргibaев Канд.техн.наук, сениор-лектор	05.04.2019	
Экономическая часть	Т.И. Иргibaев Канд.техн.наук, сениор-лектор	31.03.2019	
Безопасность и охрана труда	Т.И. Иргibaев Канд.техн.наук, сениор-лектор	03.04.2019	
Охрана окружающей среды	Т.И. Иргibaев Канд.техн.наук, сениор-лектор	03.04.2019	
Нормоконтролер	Т.И. Иргibaев Канд.техн.наук, сениор-лектор	10.05.2019	

Научный руководитель _____



И.Т. Иргibaев

Задание принял к исполнению обучающиеся _____



Пак М.Р.,
Огай А.Г.,
Шубай А.Х.,
Омаров А.Б.

Дата " 10 " май 2019 г.

АҢДАТПА

Бұл тезис жоба бес негізгі бөлімнен тұрады:

- Техникалық және технологиялық бөлім жобаның негіздемесін қамтамасыз етеді және белгілі инженерлік шешімдердің аналитикалық шолуын қамтиды; климат сипаттамасы, ауданның гидрогеологиялық жағдайлары; нысанның жобалау сипаттамалары; жобаға қабылданған негізгі құрал-жабдықтардың технологиялық схемаларының сипаттамасы;

- Арнайы бөлімінде гидравликалық сынақ учаскелерін магистраль құбырлары мұнай жоғалуын есептейді;

- Экономикалық бөлімінде шешімінің жобасын, күрделі және операциялық шығындарды, жобаның өтелу кезеңінде қабылданған негізгі техникалық-экономикалық параметрлерін қамтамасыз етеді;

“Еңбекті қорғау және қауіпсіздік” саласында қауіпсіздік және денсаулықты сақтау заңдарына жүгінеді; мұнай құбырдағы қауіпті және зиянды факторлар; желдету жүйесінің түрлерін талдау есептері, сондай-ақ денсаулық сақтау және қауіпсіздік жөніндегі іс-шаралар есептері;

- «Қоршаған ортаны қорғау» саласында ШРШ есептелген, қоршаған ортаға техногендік әсер ететін негізгі көздері талданады, МРД, жоғары ластану ауданы, өнеркәсіптік әсерін азайту үшін шаралар болып табылады.

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект состоит из пяти основных разделов:

- технико-технологический раздел представляет обоснование проектного решения и включает аналитический обзор известных инженерных решений; характеристику климатических, гидрогеологических условий района проектирования; характеристики объекта проектирования; описание технологических схем эксплуатации основного оборудования, агрегатов принятых в проекте;

- в специальном разделе производится гидравлические расчёты для определения потерь напора по участкам магистрального нефтепровода;

- в экономическом разделе приводятся основные технико-экономические показатели принятого в проекте решения, капитальные и эксплуатационные затраты, срок окупаемости проекта;

- в «Безопасность и охрана труда» рассматриваются законы в области безопасности и охраны труда, опасные и вредные факторы на нефтепроводе, расчет выбора марки вентиляторов для системы вентиляции магистральной насосной, а также мероприятия по безопасности и охране труда;

- в «Охрана окружающей среды» производится анализ основных источников техногенного воздействия на компоненты окружающей среды, производится расчет ПДВ, ПДС, зоны активного загрязнения, приводятся мероприятия по снижению техногенного воздействия.

ANNOTATION

This thesis project consists of five main sections:

- Technical and technological section provides justification for project design and includes an analytical review of the known engineering solutions; characterization of climate, hydro geological conditions of the area of design; design characteristics of the object; description of technological schemes for major equipment units taken in the project;

- In a special section calculates the loss of oil in the hydraulic test plots main pipelines;

- Economic section provides basic technical and economic parameters adopted in the draft decision, capital and operating costs, and the payback period of the project;

- In the "Safety and Health" addresses the laws in the field of occupational health and safety, hazardous and harmful factors in the pipeline, calculation of choice of fans for the ventilation system of main pump, as well as measures for health and safety;

- In the "Environment" part the major sources of anthropogenic impact on the environment is analyzed, calculates MPE, MPD, measures to reduce high pollution, that have an industrial impact is analyzed.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	10
	Краткая характеристика проектируемого объекта	11
1	Технико-технологический раздел	13
1.1	Инженерные изыскания	13
1.1.1	Общие сведения о нефтепроводе	13
1.1.2	Основные параметры магистрального нефтепровода	13
1.1.3	Характеристика района строительства	14
1.1.4	Режим работы нефтепровода	15
1.1.5	Параметры технологического процесса	15
1.2	Сооружения нефтепровода Атырау – Кеникяк - Кумколь	16
1.2.1	Характеристика существующей площадки НПС Кеникяк	16
1.2.2	Существующее сооружение НПС Кенкяк	16
1.2.3	Принципиальная технологическая схема	17
1.2.4	Узел запуска очистных устройств	17
1.2.5	Узел оптимального уета нефти (УОУН)	18
1.3	Работа нефтепровода до увеличений пропускной способности	18
1.3.1	Перекачка 4,5 млн. тонн нефти в год	18
1.3.2	Инжекционная насосная станция ИНС-1	19
1.3.2.1	Технологическая схема по ИНС-1	19
1.3.2.2	Резервуарный парк	20
1.3.2.3	Насосная станция	20
1.3.2.4	Блок фильтров-грязеуловителей	21
1.3.2.5	Установка регулирования давления	21
1.3.2.6	Узел учета нефти	22
1.3.2.6.1	Блочная установка коммерческого узла учета нефти	22
1.3.2.6.2	Блочная установка оперативного узла нефти	22
1.3.2.7	Блок-бокс маслосистмы	22
1.3.2.8	Емкость дренажного типа ЕПП	23
1.3.3	Инжекционная насосная станция ИНС-Макат	23
1.3.3.1	Технологическая схема по ИНС-Макат	23
1.3.3.2	Насосная станция	24
2	Специальная часть	25
2.1	Увеличение пропускной способности на трассе «Кенкяк-Атырау» до 12 млн.т/год	25
2.1.1	Метод для увеличения производительности	25
2.2	Проектируемое сооружение	26
2.3	Резервуарный парк	28
2.3.1	Основные технологические решения при увеличении пропускной способности	28
2.3.2	Оснастка и оборудование резервуаров	30
2.4	Насосная станция и оборудование	30
2.5	Гидравлические расчеты	32

2.5.1	Введение	32
2.5.2	Исходные данные	32
2.5.3	Расчет	32
3	Экономическая часть	38
3.1	Расчет годовых затрат на электроэнергию третьей технологической линии	38
3.1.1	Мощность насосно-силового оборудование, необходимая для перекачки нефти	38
3.1.2	Стоимость годового расхода энергии на перекачку	38
3.1.3	Стоимость годовых затрат на электроэнергию с учетом НДС	38
3.2	Капитальные затраты	39
3.3	Эксплуатационные затраты технологической линии	39
3.4	Себестоимость	40
3.5	Срок окупаемости строительства	40
3.6	Приведенные затраты	40
3.7	Экономическая эффективность	41
4	Безопасность и охрана труда	42
4.1	Законодательство в области безопасности и охраны труда	42
4.2	Опасные и вредные факторы на нефтепроводе Кенкияк-Атырау	42
4.3	Расчет выбора марки вентиляторов для системы вентиляции магистральной насосной	44
4.4	Мероприятия по безопасности и охране труда	46
5	Охрана окружающей среды	47
5.1	Анализ воздействия НПС на компоненты биосферы	47
5.1.1	Воздействие на атмосферу	49
5.1.2	Воздействие на гидросферу	50
5.1.3	Воздействие на литосферу (почву и недр)	50
5.2	Инженерные и природоохранные мероприятия	51
5.2.1	Защита атмосферы	51
5.2.2	Защита гидросферы	52
5.2.3	Защита литосферы (почвы и недр)	52
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	54
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	55

ВВЕДЕНИЕ

На территории Казахстана проходит нефтепровод «Атырау –Кенкияк-Кумколь» его пропускная способность 16 млн. тонн в год.

Диаметр данного трубопровода - 610 мм,

Толщина стенки - от 8,7 до 7,1 мм

В своем проекте я предлагаю увеличить пропускную способность до 12 млн. тонн в год, путем увеличения числа насосных станций по всей длине трубопровода, так это наиболее удобный способ увеличения производительности.

Каждая последующая очередь дает определенную степень прироста пропускной способности нефтепровода. Технологические режимы эксплуатации нефтепровода на каждой стадии (очереди) необходимо закладывать в проект. Наконец, открытие новых и истощение существующих месторождений, строительство новых нефтеперерабатывающих заводов предопределяет задачу увеличения пропускной способности в целом всего действующего нефтепровода или отдельных участков трубопроводной системы.

Наращивание пропускной способности действующего нефтепровода может быть обеспечено:

- увеличением числа насосных станций
- прокладкой лупингов (укладка параллельной нитки)
- вставок большего диаметра или комбинированными способами.

Любой способ увеличения пропускной способности нефтепровода можно осуществить по двум вариантам: с сохранением рабочего напора (давления) H_{CT} и с изменением H^* . Первый вариант предпочтительнее, так как полнее используется прочность трубопровода. Но при этом следует предусматривать реконструкцию всех насосных станций (замена насосов или роторов, или рабочих колес). Второй вариант предопределяетсяпологопадающей характеристикой насосного оборудования магистральных трубопроводов.

Так как все перегоны взаимосвязаны, то увеличение числа насосных станций должно быть кратным (удвоение, утрачивание и т.д.)

Для действующей полностью загруженной трубопроводной системы экономически оправданным является только удвоение числа насосных станций.

При выводе нефтепровода на проектную пропускную способность по очередям пуска коэффициент кратности может быть больше двух.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Нефтепровод «Кенкияк-Атырау» предназначен для транспортировки товарной нефти из районов разработки нефтяных месторождений (Кенкияк, Жанажол, Лактыбай, Каратюбе, Алибекмола, Кожасай со станции НПС Кенкияк; Кырыкмылтык, Орысказган, Котыртас, Молдабек Восточный; с насосной инъекционной станции ИНС-226 км; Жолдыбай Сев., Макат, Матин с ИНС Макат) до резервуарного парка НПС Атырау КазТрансОйл. Основная цель проекта нефтепровода Кенкияк - Атырау состоит в организации перекачки товарной нефти из районов разработки нефтяных месторождений (район Кенкияк) до резервуарного парка НПС Атырау Западного Филиала «КазТрансОйл». При этом открывается возможность организации экспорта нефти на мировой рынок, через трубопроводную систему КТК-К в порт Новороссийск и через нефтепровод Атырау - Самара и далее по системе «Транснефти» к портам Балтийского моря и в Западную Европу.

Общая протяженность трубопровода - 448.85 км.

Наружный диаметр трубопровода - 24 дюйма или 610 мм,

Пропускная способность:

I очереди (2003 г.) - 6 млн. тонн в год,

II очереди (2004 г.) - 10 млн. тонн в год,

III очереди (2006 г.) - 14 млн. тонн в год.

Толщина стенки - от 8,7 до 7,1 мм

Диаметр трубопровода - 610 мм

Труба по коду API 5L, марка стали X65, с антикоррозионной изоляцией заводского исполнения – усиленная трехслойная полиэтиленовая пленка, толщиной 3,2 мм.

Глубина заложения трубопровода 1.9м-1.5 от поверхности земли в зависимости от глубины промерзания грунта и глубины проникновения нулевой температуры;

Нефтепровод работает при производительности 6 млн. т/год, но этого не достаточно, поэтому требуется увеличение пропускной способности до 12 млн. т/год, в составе настоящего проекта предусмотрена реконструкция существующей Нефтеперекачивающей станции (НПС) Кенкияк, являющейся частью Линейно-Производственно-Диспетчерской службы (ЛПДС) Кенкияк Актюбинского Филиала ЗАО «КазТрансОйл».

В мае 2002 года ОАО «Стройтрансгаз» и ЗАО «Северо-Западная трубопроводная компания «МунайГас» заключили контракт на строительство нефтепровода «Кенкияк – Атырау» на условиях «под ключ».

Заказчик строительства — ЗАО «Северо-Западная трубопроводная компания «МунайГас».

Предусмотрено строительство и реконструкция трех насосных станций и терминала в г. Атырау.

Обязательным условием заключенного контракта с ОАО «Стройтрансгаз» стал пункт привлечения в качестве субподрядной организации казахстанской

компании для выполнения 53% строительных работ. Такой организацией стал ЗАО «КазСтройСервис» — дочерняя компания Национальной компании ЗАО «НК КазМунайГаз».

Базовую проектно-сметную документацию разработал НИПИ «КаспийМунайГаз» (г. Атырау). Рабочий проект подготовлен ГАЗНИИПРОЕКТ (г. Самара) — дочерним предприятием ОАО «Стройтрансгаз». Технический надзор за поставкой труб и за всем строительством объекта вела британская независимая инспектирующая компания «Moody International Ltd».

Работы велись на разных участках семью потоками с помощью субподрядных организаций ОАО «Стройтрансгаз» и ЗАО «КазСтройСервис». Поставленная трубная продукция изготовлена заводами России и Китая.

Средняя скорость строительства трубопровода составляла 7–8 км в день. Строительство линейной части нефтепровода закончилось в середине декабря 2002 года.

При строительстве было уделено особое внимание экологическому аспекту. Чтобы максимально снизить риск загрязнения природы, были найдены новые инженерные решения. Прокладка трубопровода осуществлялась на глубине 19,49 метров под дном реки с бурением скважины протяженностью 841,18 метров. В результате согласованной работы бестраншейный вариант прокладки трубопровода через основную водную преграду был выполнен успешно.

В процессе строительства линейной части нефтепровода «Кенкияк–Атырау» было задействовано 470 единиц спецтехники и привлечено более 1000 человек. Ориентировочная стоимость строительства первой очереди нефтепровода - \$160 млн. Строительство осуществляется за счет финансирования казахстанской и китайской сторон в соответствии с долевым участием акционеров (51% - 49%).

В декабре 2002 года: согласно проекту специалисты ОАО «Стройтрансгаз» приступили к заполнению нефтепровода нефтью около 60 тыс. тонн нефти из 100 тыс. тонн, необходимых для начала эксплуатации.

В марте 2003 года: в г. Атырау состоялась презентация первого пускового комплекса магистрального нефтепровода «Кенкияк–Атырау».

В мае 2004 года: введена в эксплуатацию система нефтепровода с насосными станциями и комплексом вспомогательных сооружений ЗАО «СЗТК «МунайГас».

1 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Инженерные изыскания

1.1.1 Общие сведения о нефтепроводе

Нефтепровод «Кенкияк-Атырау» предназначен для транспортировки товарной нефти из районов разработки нефтяных месторождений (Кенкияк, Жанажол, Лактыбай, Каратюбе, Алибекмола, Кожасай со станции НПС Кенкияк; Кырыкмылтык, Орысказган, Котыртас, Молдабек Восточный; с насосной инжекционной станции ИНС-226 км; Жолдыбай Сев., Макат, Матин с ИНС Макат) до резервуарного парка НПС Атырау КазТрансОйл. При этом открываются возможность организации экспорта нефти на мировой рынок (через нефтепровод КТК в порт Новороссийск и через нефтепровод Атырау-Самара и далее по системе Транснефти к портам Балтийского моря и в Западную Европу).

Состав сооружений нефтепровода по комплексам в технологической части включает в себя:

Узлы подключения к существующим НПС ЗАО «КазТрансОйл»

1. Узел подключения к НПС Атырау.

2. Узел подключения на существующей НПС-Кенкияк.

- линейная часть нефтепровода
- аварийно-восстановительный пункт на ИНС Макат
- усадьбы линейных ремонтёров
- Инжекционные станции ИНС-1 и ИНС Макат;
- Пожарные депо на ИНС-1 и ИНС Макат

Производительность инжекционных станций:

ИНС-1-62м³/час;

ИНС-Макат-53м³/час

1.1.2 Основные параметры магистрального нефтепровода

На участках прохождения магистральным нефтепроводом расположения коммуникаций принадлежащих подразделениям ЗАО «КазТрансОйл» и в стесненных условиях имеются сближения с другими коммуникациями, включая и магистральные трубопроводы, проектная трасса нефтепровода выполнена в полном соответствии с материалами инженерных изысканий.

Магистральный нефтепровод Кенкияк – Атырау

- протяженностью 448, 85 км,
- наружный диаметр трубопровода – 610 мм,
- Толщина стенок трубопровода – 7,1 мм
- для участков III и IV категорий - 7,9 мм;
- для участков I и II категорий - 8,7 мм

Началом проектируемого нефтепровода является площадка существующей НПС Кенкияк Актюбинского Филиала ЗАО «КазТрансОйл», с подключением к коллекторам резервуарного парка, реконструируемой по проекту реконструкции в составе настоящего проекта с использованием существующих насосных агрегатов, также предусмотрена установка камеры пуска очистных устройств и средств диагностики.

На площадке территории НПС Атырау Атырауского нефтепроводного управления (АНУ) ЗФ «КазТрансОйл» расположена камера приема очистных устройств и средств диагностики.

Возможное максимальное рабочее давление – 6,4 МПа, при минимальной температуре перекачиваемой нефти равной нулю, согласно утвержденному заданию на проектирование, т. е. глубина заложения нефтепровода, принята ниже глубины промерзания грунта.

По трассе проектируемого нефтепровода предусматривается установка 27 магистральных шаровых кранов, включая узлы подключений будущих промежуточных нефтеперекачивающих станций, из них линейных – 19, береговых – 8.

1.1.3 Характеристика района строительства

Трубопровод пересекает две области – АКТЮБИНСКУЮ и АТЫРАУСКУЮ. Длина трубопровода в АКТЮБИНСКОЙ области составляет 175 км, проходит по районам Темирек, Мугалжар, Байганинск. В АТЫРАУСККОЙ области – 274 км. Районы прохождения: Кызылкогинск, Жылойск, Макат, Махамбет.

Разность высот конца и начала трубопровода составляет 226м.

По Актюбинской области рельеф местности – всхолмленное плато, изрезанное балками и оврагами, с колебаниями абсолютных отметок от 110 м до 294 м.

В районе р. Сагиз простирается массив задернованных барханных песков “Аккум-Сагыз” с относительной отметкой высот барханов до 10 метров.

Гидрография в районе прохождения проектируемой трассы представлена р. Сагиз и р. Куздыкара, балками, несущими только весенние паводки.

Растительный покров – полупустынная растительность, низкорослая полынь, верблюжья колючка и другие виды, которые в середине июля полностью выгорают.

Дорожная сеть в районе работ развита слабо: самая близкая железная дорога Актюбинск-Атырау проходит севернее трассы на расстоянии 30-40 км. Параллельно железной дороге проходит асфальтированная дорога до ст. Байганин, далее-профилированная, покрытая щебнем. Проектируемый нефтепровод пересекает несколько профилированных грунтовых дорог, связывающих ст. Байганин с сельскими населёнными пунктами.

Из населённых пунктов по проектируемой трассе нефтепровода в Актюбинской области имеются: п. Кенкияк – начало трассы, и 4-я нефтекачка – с северной ее стороны пос. Ебейты.

По Атырауской области рельеф местности равнинный, в основном с отрицательными абсолютными отметками, с наличием такыров, солончаков, соров, которые в весеннее время заполнены водой, а в летний период полностью пересыхают.

Гидрография в районе прохождения проектируемого нефтепровода представлена р.Сагиз, оросительно-обводнительной системой Соколок, и в конечной точке р.Урал, которые пересекает трасса.

Растительный покров травянистый, пустынной разновидности - верблюжья колючка и другие пустынные мелкорослые травы, которые в июле месяце выгорают.

Климат в районе работ резко континентальный, с холодной зимой и жарким сухим летом. Амплитуда колебания температур достигает по Актюбинской области от минус 48°С зимой со снежными заносами, и до +45°С летом; по Атырауской области – зима малоснежная с температурой до минус 38°С, а летом до +45°С.

Таблица 1.1- Глубина промерзания грунтов

	Населенные пункты			
	Шубарши	Жантерек	Доссор	Атырау
Нормативная глубина промерзания грунтов:				
для глин и суглинков	1.65 м	1.50 м	1.22 м	1.22 м
для супесей и песков	2.05 м	1.80 м	1.48 м	1.48 м
Максимальная глубина проникновения нулевой изотермы	2.20 м			1.50 м

1.1.4 Режим работы нефтепровода

Режим работы магистрального нефтепровода непрерывный, круглосуточный. Расчетное число рабочих часов в год согласно ВНТП 2-86 принимается 8544 .

1.1.5 Параметры технологического процесса

Объем перекачиваемой нефти - 6 млн. т/год (I очередь)

Диаметр трубопровода - 610 мм

Толщина стенки - от 8,7 до 7,1 мм

Протяженность трубопровода Кенкияк-Атырау - 448.85 км, Кенкияк – Кумколь -794, 15 км.

Глубина заложения трубопровода 1.9м - 1.5 от поверхности земли в зависимости от глубины промерзания грунта и глубины проникновения нулевой температуры;

В приведенной ниже таблице 1.2 приводятся физико-реологические свойства нефти на зимние условия. Поставляемая магистральным нефтепроводом нефть соответствует техническим условиям, предъявляемым к нефти для нефтеперерабатывающих предприятий.

Таблица 1.2 - Физико-реологические свойства нефти

Заданные параметры	Реологические свойства нефти по участкам	
	0 - 226 км	226 – 448.85 км
Плотность (0 ⁰ С) (т/м ³)	0.86	0.87
Вязкость (10 ⁻⁶ м ² /с)		
0 ⁰ С	18.4	26.0
5 ⁰ С	15.0	21.1
10 ⁰ С	12.4	17.1
15 ⁰ С	10.4	14.1
20 ⁰ С	8.8	11.8

1.2 Сооружения нефтепровода Кенкияк – Атырау

1.2.1 Характеристика существующей площадки НПС Кенкияк

Площадка существующей нефтеперекачивающей станции расположена в Темирском районе Актюбинской области.

Климат территории резко континентальный с жарким засушливым летом, морозной зимой и сильными ветрами.

Неустойчивость и дефицитность атмосферных осадков.

Почва – суглинки. Рельеф территории спокойный.

Расчетная температура наружного воздуха зимой - 31 ° С.

Вес снегового покрова – 100 кг/м² (1 КПа)

Скоростной напор ветра –38 кг/ м² (0,38 КПа)

1.2.2 Существующие сооружения НПС «Кенкияк»

На площадке НПС «Кенкияк» имеется комплекс зданий и сооружений, обеспечивающих транспортировку нефти в направлении г. Орска до 3 млн. т / год.

На генплане выделены здания и сооружения, задействованные в проекте:

- резервуары в резервуарном парке;
- административно-бытовые здания;
- магистральная насосная;
- подпорная насосная;
- котельная;

- операторная;
- трансформаторные подстанции;
- пожарная насосная;
- топливные резервуары;
- контора КТП;
- ЩСУ и ЗРУ.

Существующая пожарная насосная обеспечивает тушение пожара резервуаров 5000 м³. При установке резервуаров 10000 м³ проектом предусматривается новая насосная пожаротушения.

1.2.3 Принципиальная технологическая схема

Головной насосной станцией (ГНПС) магистрального нефтепровода «Кенкияк – Атырау» определена действующая нефтеперекачивающая станция «Кенкияк» нефтепровода Кенкияк - Орск.

НПС Кенкияк в настоящее время принимает, обеспечивает хранение и транспорт нефти от нефтепромыслов Кенкияк, Жанажол, Лактыбай; в перспективе – от нефтепромысла Алибекмола.

Компоновка, состав технологических блоков и собственно технологическая схема насосной станции определена исходя из следующих задач при перекачке нефти:

- прием нефти в резервуарный парк из пункта подготовки нефти с нефтяных месторождений в количестве 6 млн. т/год;
- хранение нефти в резервуарах;
- учет количества и качества перекачиваемой нефти;
- пуск очистных устройств в сторону Атырау (НПС 3);
- регулирование давления нефти на выходе из насосной станции перед входом в узел учета нефти;
- опорожнение наземных участков трубопроводов.

Блокирование НПС осуществляется по принципу их функционального назначения: технологический, энергетический, служебно-вспомогательный и ремонтно-эксплуатационный комплексы.

1.2.4 Узел запуска очистных устройств

Камера пуска очистных устройств предназначена для пуска очистных устройств и средств диагностики с целью восстановления пропускной способности нефтепровода путем периодического удаления продуктов загрязнения стенок нефтепровода, образующихся в результате смешивания парафина с асфальто-смолистыми веществами, церезинами и механическими примесями, содержащихся в нефти, и осаждаемых на стенках труб. Кроме того, камера предназначена для удаления механических примесей – продуктов коррозии оборудования и труб - в результате их длительной эксплуатации.

Скребок может проходить через закругления с радиусом не менее 5 диаметров очищаемого трубопровода, угол поворота в косых стыках не более 15°.

Проект камеры пуска скребка разрабатывается в составе магистрального нефтепровода институтом «КАСПИЙМУНАЙГАЗ».

1.2.5 Узел оперативного учета нефти (УОУН)

Узел учета нефти предназначен для автоматического измерения, индикации и регистрации объема, массы и параметров качества нефти, определяемых по ГОСТ 9965-76 «Нефть и нефтепродукты, методы измерения массы».

Проектом предусматривается установка узла учета фирмы Фишер Роземаунт. Качественные характеристики измеряемых параметров по вышеуказанному ГОСТу: +/- 0,25% от массы брутто; +/- 0,35% от массы нетто.

Узел учета нефти состоит из блока измерительных линий, блока контроля качества, дренажной системы, системы энергоснабжения и вторичной аппаратуры.

В процессе эксплуатации УОУН должны контролироваться следующие параметры:

- расход нефти через измерительные линии;
- температура и давление нефти, проходящей через масломеры;
- перепад давления на фильтрах (не более 0,1 Мпа).

Основное оборудование находится на открытом воздухе. Помещением для размещения вторичной аппаратуры является операторная. Класс взрывобезопасности наружной установки В-1г.

1.3 Работа нефтепровода до увеличения пропускной способности

1.3.1 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 инъекционными станциями от нефтедобывающих компаний, приводится в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - 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

1.3.2 Инжекционная насосная станция ИНС-1

1.3.2.1 Технологическая схема по ИНС-1

ИНС-1 является насосной инъекционной станцией, обеспечивающей подачу в магистральный трубопровод нефти с установок подготовки нефти добывающих месторождений Орысказган, Котыртас-Северный, Молдабек Восточный, Уаз, Кырыкмылтык через существующую НПС –3 ЗАО КазТрансОйл.

Режим работы станции непрерывный, круглосуточный.

Рабочее давление на выходе с ИНС-1 равно 37,12 кгс/см². Давление обеспечивается последовательным соединением насосов.

ИНС-1 расположена на 226 км трассы магистрального нефтепровода «Кенкияк-Атырау».

Технологическая схема инъекционной станции построена исходя из следующих задач:

- прием нефти в количестве 0,445 млн. т/год в резервуарный парк из пункта подготовки.

- учет количества и качества перекачиваемой нефти.

- очистка нефти на блоке фильтров-грязеуловителей для защиты инъекционной насосной.

- регулирование давления на выходе из насосной станции перед входом на узел учета.

- устройства предохранительных клапанов от превышения давления в системе.

-оперативный узел учета нефти перед подачи ее в магистральный нефтепровод.

1.3.2.2 Резервуарный парк

Резервуарный парк предназначен для приема и хранения нефти с целью дальнейшей перекачки. С целью сокращения потерь от испарения применяются стальные резервуары с понтоном РВСП-2000. Объем резервуарного парка обеспечивает 2-х суточный запас инжекционной станции, что отвечает требованием пункта 3,40 ВНТП2-86 по премо-сдачным операциям.

$4000 \times 0,72 : [62 \times 24] - 1,94$;

где 4000-объем резервуаров, м³;

0,72-коэффициент заполнения;

62-производительность ИНС, м³/час;

24-режим работы ИНС в часах в сутки.

Резервуар РВСП – 2000 имеет диаметр 15,180 м, высоту 11,92 м, вес 57т.

Монтаж резервуара полистовой.

Крыша резервуара стационарная с понтоном.

При заполнения порожнего резервуара производительность закачки ограничивается скоростью в приемо-раздаточные устройства не более 1 м/сек.

Резервуарный парк состоит из двух вертикальных стальных резервуаров емкостью по 2000м³ каждый. Резервуары расположены в одном каре.

Оснастка и оборудование резервуаров принято серийное, изготавливаемое заводами по действующим ГОСТам.

1.3.2.3 Насосная станция

Насосная проектируется закрытого типа, внутри которого смонтированы:

- технологическое оборудование;

- системы вентиляции, отопления, освещения, пожаротушения, приборов КИПиА;

- обвязка технологических трубопроводов;

Насос и электродвигатель агрегируется на одной металлической раме, которая устанавливается на единый фундамент.

Число рабочих насосов, определено исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов, характеристики перекачиваемой жидкости и режима перекачки и равно двум, третий резервный. Проектом предусматривается резервное место для одного насоса на перспективу добычи нефти, а также для текущего ремонта. Для изготовления трубопроводной обвязки приняты трубы по

ГОСТ8732-78 ст35 и ГОСТ20295-85К42 а также трубопроводные детали по ГОСТ 17375-17378-85 с толщинами стенок труб, на соответствующее

давление. Трубопроводы после завершения монтажа должны быть гидравлически испытаны соответствии с табл. 17, СНИП III-42-80*[6].

Характеристика насосов

Идеальная подача: м³/ч; - 65

Напор: м; - 220.

Режим перекачки нефти – непрерывный.

Коллектор насосной, всасывающие и нагнетательные трубопроводы прокладываются подземно и оборудуются запорной арматурой и затворами обратными, устанавливаемыми в колодцах.

1.3.2.4. Блок фильтров-грязеуловителей

Блок фильтров-грязеуловителей предназначен для отчистки перекачиваемой нефти от механической примесей.

Производительность, м³/час; 3000-3500

Рабочее давление, МПа; 6.3

Блок состоит из следующих транспортабельных узлов:

- фильтра-грязеуловителя на опорной раме или железобетонной плите.
- запорной арматуры, подводящего коллекторов магистрального трубопровода с обслуживающими площадками.
- узлов трубопроводной обвязки аппаратов с отводами и переходниками.

1.3.2.5 Установка регулирования давления

Установка регулирования давления предназначена для регулирования давления нефти методом дросселирования потока нефти в целях поддержания давления (максимального на выходе ИНС) в заданных пределах. Рабочее давление 3,7 МПа. Расчетное - 6,4 МПа.

Основные органы системы регулирования давления - регулирующие заслонки дроссельного типа, работающие параллельно. Регулирующие заслонки выполняются с пневматическим или электрическими приводами.

В состав системы с регулируемыми заслонками с пневматическим приводом также входят:

- воздухосборник вместимостью 2м³;
- обвязывающие трубопроводы (расчетное рабочее давление 6,4 МПа);
- трубопроводная обвязка и арматура системы дренирования.

Все оборудования, кроме воздухосборника, размещается в блок-боксе.

Для выполнения ремонтных работ блок-бокс оборудуется передвижной червячной талью, грузоподъемностью 200кг. Давление в трубопроводах пневмосистемы-0,6-0,8 МПа среда для пневмопривода-воздух. Проектом принята блок-бокс регуляторов давления-Чешского производства.

1.3.2.6 Узел учета нефти

По проекту предусмотрены коммерческий и оперативный узел учета нефти блочного исполнения. Требуемый узел учёта могут изготовить фирма Фишер Розембаун по рабочим параметрам измеряемой нефти.

1.3.2.6.1 Блочная установка коммерческого узла учета нефти

Предназначен для автоматического измерения, индикации и регистрации объема, массы и параметров качества нефти (давления, температуры, плотности, влажности и т.д.) и отбора объединенной пробы по ГОСТ2517-85 по заданному алгоритму при коммерческих операциях учета нефти между поставщиком и потребителем.

Производительность узла учета нефти:

- максимальная при использовании двух линий $360\text{м}^3/\text{час}$;
- минимальная $36\text{м}^3/\text{час}$;

Состав узла учета:

- технологический блок учета нефти;
- блок контроля качества;
- турбопоршневая установка стационарного типа.

Характеристика ТПУ: “Прuver C-100-0,065”.

Диапазон расходов $\text{м}^3/\text{ч}$ 10-100;

Рабочее давление, МПа 4,0

Предел допустимой относительной основной погрешности, % 0,065

Габаритные размеры 6500x100x2200;

1.3.2.6.2 Блочная установка оперативного узла нефти

Предназначена для автоматического измерения объема жидкости, определения брутто и нетто нефти при ручном вводе значения плотности.

Основное оборудование находится на открытых площадках. Помещением для размещения вторичной аппаратуры является операторная. Класс взрывобезопасности наружной установки В-1г. Состав узла учета:

- технологический блок учета нефти $\text{du } 80$, $\text{Pu } 4,0$ МПа.

Не исключается замена на ультразвуковые расходомеры.

1.3.2.7 Блок-бокс маслосистемы

Предназначен для подачи масла к подшипникам инжекционного насосного агрегата и его отвода, очистки масла от механических примесей, его охлаждения и подогрева при эксплуатации в холодное время года. Смазка централизованная, циркуляционная, принудительная под давлением.

В состав оборудования блок-блокса должны входить:

- насосы для подачи масла к подшипникам насосных агрегатов (два, один из них - резервный)
- фильтр двойной для масла с поверхностью фильтрации каждого патрона $0,3\text{м}^3$
- баки для масла вместимостью по 3м^3 (два, один из них - резервный)
- сепаратор жидкостный центробежный производительностью 1000-2300л/ч
- насосы для заполнения и опорожнения маслосистемы (два, один из них - резервный)
- маслоохладители (два, один из них - резервный) для охлаждения масла водой.

Маслоохладитель представляет собой трубчатый теплообменник с поверхностью охлаждения 8м^2 . Вода, поступающая из системы оборотного водоснабжения, циркулирует по решетке из латунных трубок, масло по межтрубному пространству внутри корпуса. Расход воды- $25\text{м}^3/\text{ч}$ (на один маслоохладитель).

Масляные коммуникации состоят из напорных и всасывающих трубопроводов, испытываемых соответственно под давлением 0,5 и 0,2 МПа.

1.3.2.8 Емкость дренажная типа ЕПП

Проектом предусматриваются емкости дренажные ЕПП-12,5-2шт и ЕПП-8-3шт; с насосами откачки НВ-Е 50/80-3В-Q = $50\text{м}^3/\text{час}$, Н = 80м с электродвигателем ВАО-72-2, N = 30кВт, n=2490об/мин. Дренажные емкости предназначены для сбора утечек нефти от насосов, сброса нефти после предохранительных клапанов, опорожнения технологического оборудования насосной и трубопроводов и т.д.

Проектом приняты подземные дренажные емкости с подогревом ЕПП-12,5 и ЕПП-8 по ТУ-26-18-34-89 производство «Курганхиммаш» Россия г. Курган.

1.3.3 Инжекционная насосная станция ИНС-Макад

1.3.3.1 Технологическая схема по ИНС-Макад

ИНС-Макад является насосной инжекционной станцией, обеспечивающей подачу в магистральный трубопровод нефтей, принимаемых через существующие резервуары ж/д-эстакады ЗАО «КазТрансОйл» с установок подготовки нефти добывающих месторождений, расположенных в районе НПС-Макад (месторождения Жолдыбай-Северный, Макад-Восточный, Матин; Кондыбай; Макад).

Рабочее давление на выходе с ИНС-Макад равно $28,61\text{ кгс}/\text{см}^2$. Давление обеспечивается последовательным соединением насосов со сменным ротором, в количестве $2p+1$ рез.

ИНС-Макат расположена на 315,7 км трассы магистрального нефтепровода «Кенкияк-Атырау».

Технологическая схема инжекционной станции построена исходя из следующих задач:

- прием нефти в количестве 0,385 млн. т/год в резервуарный парк из пункта подготовки.

- учет количества и качества перекачиваемой нефти.

- очистка нефти на блоке фильтров-грязеуловителей для защиты инжекционной насосной.

- регулирование давления на выходе из насосной станции перед входом на узел учета.

- устройства предохранительных клапанов от превышения давления в системе.

- оперативный узел учета нефти перед подачи ее в магистральный нефтепровод.

1.3.3.2 Насосная станция

Для проведения ремонтных работ внутри насосной устанавливается кран ручной подвесной однобалочный грузоподъемностью 3,2т по ТУ24.00.4912-80 во взрывозащищенном исполнении-1 шт.;

Грузоподъемный кран, строительные колонны и подрельсовые пути должны устанавливаться в помещении насосной, с учетом веса основных элементов агрегата: насосов НК 65/165 и их электродвигателей ВАО82-2 без разработки их на части.

Кинематическая вязкость перекачиваемых нефтей в интервале температур от 0⁰ до 20⁰С снижается от 97,2 мм²/с до 33,4мм²/с.

Число рабочих насосов, определено исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов, характеристики перекачиваемой жидкости и режима перекачки равно двум, третий резервный. Для изготовления трубопроводной обвязки приняты трубы по ГОСТ8732-78 ст35 и ГОСТ20295-85К42, а также трубопроводные детали по ГОСТ 17375-17378-85 с толщинами стенок труб, на соответствующее давление. Трубопроводы после завершения монтажа должны быть гидравлически испытаны в соответствии с табл. 17, СНИП III-42-80 [6]. Характеристика насосов

Идеальная подача: м³/ч; -65

Коллектор насосной, всасывающие и нагнетательные трубопроводы прокладываются подземно и оборудуются запорной арматурой и затворами обратными, устанавливаемыми в колодцах.

Режим перекачки нефти – непрерывный.

Все применяемые узлы на ИНС – Макат такие же, как и на ИНС-1.

2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

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

2.1.1 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 в 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 (рис.1) и строительством дополнительных резервуаров таблица 4.

Таблица 1.4 - 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	

Продолжение таблицы – 1.4

Наименование НПС	Км по трассе	Отметка станции	Рабочее давление, кгс/см ²	
			В начале участка	В конце участка
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 указаны 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.

2.2 Проектируемые сооружения

Проектом предусмотрено строительство различных сооружений для обеспечения пропускной способности до 12 млн.т./год в направлении Атырау:

- 6 резервуара для нефти типа РВСП (с понтоном) объемом по 10000 м³;
- узлы задвижек нефтепроводов и вспомогательных сетей;
- узел регулирования давления;
- узел учёта нефти;
- насосная пожаротушения (из расчёта тушения резервуара 10000 м³);

- 2 железобетонных резервуара по 1000 м³ для противопожарного запаса воды;
- гараж-стоянка на 20 единиц спец. техники АВП;
- бытовые помещения АВП;
- узел пуска очистных устройств и средств диагностики;
- инженерные сети;
- благоустройство площадки.

Места расположения проектируемых зданий и сооружений выбраны по технологической целесообразности, продиктованной расположением зданий, сооружений и трубопроводной обвязки.

Так как проектируемые здания и сооружения находятся на территории существующей НПС Кенкияк, то все службы по обеспечению и эксплуатации трубопроводов, все операторское и электронное оборудования, а так же офисы и оборудование для персонала располагаются в существующих зданиях и сооружениях НПС Кенкияк.

На территории резервуарного парка запроектированы дополнительно резервуары группами по 2 резервуара. Каждый резервуар обеспечен системой автоматического пенотушения со средствами автоматизации, системой водяного охлаждения горящего и соседнего резервуара в группе. По периметру каждой группы резервуаров предусмотрено замкнутое земляное обвалование шириной по верху не менее 0,5м. Высота обвалования определена расчётом (по расчётному объёму разлившейся нефти), но не менее 1,5м. для группы резервуаров по 10000м³.

Для противопожарного транспорта запроектированы по 2 въезда в обвалование каждой группы резервуаров, а для обслуживания резервуаров – лестничные переходы через обвалования. Вокруг резервуарного парка имеется существующий противопожарный кольцевой проезд.

Площадка строительства резервуаров относительно ровная. Абсолютные отметки поверхности площадки колеблются от 203,5 до 204,8 м (по Балтийской системе).

В месте посадки проектируемых объектов: гаража-стоянки на 20 единиц спецтехники АВП и бытовых помещений АВП существуют лёгкие постройки и навесы, которые при строительстве отводятся под снос.

Проектируемые сети электроснабжения, КИПиА прокладываются по кабельным эстакадам с низкими стойками высотой 0,8 м, средними - 2,5 м и высокими – 6,0 м.

Для обеспечения подъезда к проектируемым зданиям и сооружениям предусмотрено строительство внутривозрадных дорог дополнительно к существующей системе дорог.

Территория НПС «Кенкияк» имеет существующее ограждение из сборных железобетонных панелей.

Здания и сооружения имеют отсыпку из бетона шириной 1,0м.

Подземные коммуникации должны быть оборудованы наземными сигнальными маяками с табличкой с указанием коммуникации и глубины заложения.

Инженерные сети проложены по территории площадки - подземные в железобетонных лотках, надземные - на кабельных эстакадах.

2.3 Резервуарный парк

2.3.1 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:

$$27360 + 28800 = 56160 \text{ м}^3$$

Значит, емкость резервуарного парка запроектирована на 56160 м^3

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 (таблица 1).

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 (10000 м³ × 5 шт.). 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 обязаны 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.

Габаритные размеры резервуаров:

Тип резервуара 10000, диаметр 28,5 м, высота 18,0 м, вес 220 т.

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.

Предотвращение потерь от утечек достигается за счет:

- поддержания полной технической исправности и герметичности резервуаров;

- оснащения резервуаров соответствующим оборудованием и поддержанием его в исправном эксплуатационном состоянии (задвижки, хлопушки, уровнемеры, пробоотборники, люки, пеногенераторы, стационарные системы охлаждения, молниезащита, термоизвещатели и т. д.);

- наличия ограничителя уровня для предотвращения переливов нефти из резервуаров;

- проведения систематического контроля герметичности клапанов, сальников, фланцевых соединений.

Сокращение потерь от испарений нефти достигается за счет:

- обеспечения полной герметизации крыши, поддержания с помощью дыхательных клапанов избыточного давления в резервуаре до 200 мм вод. ст.;

- установки газоуравнительной системы;

- окраски наружной поверхности резервуара лучеотражающими светлыми красками;

- поддержания максимального уровня взлива в резервуаре.

2.3.2 Оснастка и оборудование резервуаров

Оснастка и оборудование резервуаров приняты серийные, изготавливаемое заводами по действующим ГОСТ.

Емкости для хранения нефти оборудованы:

- средствами автоматики, телемеханики и АСУТП;
- стационарными лестницами, площадками и переходами для обслуживания оборудования дыхательной аппаратуры, приборов, пеногенераторов;
- молниезащитой;
- стационарной установкой пеногенераторов для пенотушения резервуаров.
- системами стационарного охлаждения (орошения);
- приборами измерения уровня с возможностью получения значений по месту и с дистанционной передачей;
- пробоотборниками типа ПСР-3;
- сигнализаторами аварийного уровня и термодатчиками пожарной сигнализации;
- термометрами контроля температуры нефти;
- люками и лазами для ремонта и проветривания резервуаров.

2.4 Насосные станции и оборудование

Насосные станции (магистральная и подпорная) используются существующие. Внутри насосных смонтированы:

- технологическое оборудование;
- системы вентиляции, отопления, освещения, пожаротушения, приборов КИП и А;
- обвязка технологических трубопроводов;
- грузоподъемные средства (ручные тали).

Технологическое оборудование делится на основное и вспомогательное.

К основному оборудованию относятся магистральные и подпорные насосы и электродвигатели к ним.

К вспомогательному — оборудование систем, предназначенных для обеспечения нормальной работы основного оборудования: смазки и охлаждения подшипников, разгрузки торцовых уплотнений, сбора и откачки утечек нефти, подачи воды на охлаждение воздуха внутри электродвигателя и масла на теплообменники, оборотного водоснабжения и охлаждения воды воздухом

Все системы имеют закрытое исполнение, рабочие реагенты в них циркулируют по замкнутому контуру.

Магистральные насосы предназначены для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу с кинематической вязкостью не более 3 см²/с, с

механическими примесями не более 0,05%, с температурой до 90 °С. Число рабочих центробежных насосов определено исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов, характеристики перекачиваемой жидкости и режима перекачки и равно двум включенным последовательно марка насосов – НМ 1250-260., третий – резервный марка НМ 2500-230.

Подпорные насосы предназначены для перекачки нефти от емкости к магистральным насосам и создания необходимого подпора для обеспечения бескавитационной работы магистральных насосов.

В качестве подпорных насосов применяются насосы НПВ 1250-60 в количестве 2 штук (один резервный).

Блок откачки утечек нефти предназначен для откачки нефти из сборника сброса ударной волны в один из резервуаров $V=5000\text{м}^3$ с подключением к существующим системам дренажных линий откачки.

В комплект оборудования блока входят:

- два вертикальных насоса производительностью 50 м³/час (один – резервный);
- запорная арматура и трубопроводы обвязки.

Блок устанавливается на открытой площадке над сборниками нефти сброса ударной волны.

Установка регулирования давления предназначена для регулирования давления нефти методом дросселирования потока жидкости в целях поддержания давления в заданных пределах. Рабочее давление — 6,4 МПа.

Основные органы системы регулирования давления — регулирующие заслонки дроссельного типа, работающие параллельно. Регулирующие заслонки выполняются с электрическим приводом. Регулирующая заслонка с электрическим приводом во взрывозащищенном исполнении принята фирмы “Honeywell” марки ND10CL600, Ду350, мощность электропривода 4кВт, максимальное давление - 6,4 Мпа в количестве 2 шт.

Все оборудование размещается на открытой площадке под навесом для защиты от осадков и солнечной радиации. Дренажная линия проектируемого РД подключается к существующему дренажу РД ЧССР согласно тем условиям на подключение.

Оборотное водоснабжение. Применяется замкнутая система обратного водоснабжения. Существующая система находится в рабочем состоянии и полностью обеспечивает потребность магистральной насосной. Расход циркуляционной воды 50 м³/час. Охлажденная вода подается в циркуляционную систему электродвигателей магистральных насосных агрегатов, в маслоохладители.

В систему обратного водоснабжения входят:

- металлический бак вместимостью 10 м³ для воды;
- два центробежных насоса марки НВА-150 производительностью 47 м³/час (рабочий и резервный);

2.5 Гидравлические расчёты

2.5.1 Введение

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

2.5.2 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 - $18,4 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$,

ИНС-226 км. - Атырау – $26 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

2.5.3 Расчёт

1. Определение объемного расхода по участкам

$$Q = \Pi : 356 : 24 : 3600 : \rho \quad (\text{м}^3/\text{с}) \quad (1.1)$$

где Π – подача (млн.т/г);

356 - расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода
таблица 1.5 [2];

ρ - плотность нефтепродукта;

Таблица 1.5 - 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

На участке 226 км и 315,1 км осуществляется прием нефти в трубопровод от инъекционных станций объемными расходами $62 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0172 \text{ м}^3/\text{с}$ и $53 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0147 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$0 \div 116 \quad Q_1 = 12 \text{ млн. т/г: } 356:24:3600:0,860 = 0,454 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$116 \div 226 \quad Q_2 = 12 \text{ млн. т/г: } 356:24:3600:0,860 = 0,454 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$226 \div 315 \quad Q_3 = 0,454 + 0,0172 = 0,4712 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$315,1 \div 346 \quad Q_4 = 0,454 + 0,0172 = 0,4712 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$346 \div 448,85 \quad Q_5 = 0,4712 + 0,0147 = 0,4859 \text{ м}^3/\text{с}$$

2. Определение толщины стенки трубопровода

Расчетная толщина стенки трубопровода δ , см, определяется по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} \quad (1.2)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке:

$n = 1,15$ для нефтепроводов 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:

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} \quad (1.3)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода таблица 1.6 [2]

Таблица 1.6 - Коэффициент условий работы трубопровода

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

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

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

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{530 \times 0,9}{1,47 \times 1} = 324,5 \text{ МПа} \quad (1.4)$$

$$\delta = \frac{1,15 \times 6,4 \times 61}{2(324,5 + 1,15 \times 6,4)} = \frac{449}{663,7} = 0,67 \text{ см} = 6,7 \text{ мм}$$

принята ближайшая по API толщина стенки 7.1мм

3. Выбор диаметра

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w}}, \quad (\text{м}) \quad (1.5)$$

где Q - объемный расход в начале участка;

$w = 2$ м/с (таблица 1.7) - оптимальная скорость движения жидкости в трубопроводе.

Таблица 1.7 - 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

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.454}{3.14 \cdot 2}} = 0.538 \text{ м}$$

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).

$$d = (610 - 2 \cdot 7.1) \cdot 0.98 = 0.585$$

4. Определяем среднюю скорость движения продукта

$$\omega = \frac{4Q}{\pi d^2}, \text{ (м/с)} \quad (1.6)$$

$$0 \div 116 \quad \omega = \frac{4 \cdot 0.454}{3.14 \cdot 0.585^2} = 1,7 \text{ м/с}$$

$$116 \div 226 \quad \omega = \frac{4 \cdot 0.454}{3.14 \cdot 0.585^2} = 1,7 \text{ м/с}$$

$$226 \div 315 \quad \omega = \frac{4 \cdot 0.4712}{3.14 \cdot 0.585^2} = 1,76 \text{ м/с}$$

$$315,1 \div 346 \quad \omega = \frac{4 \cdot 0.4712}{3.14 \cdot 0.585^2} = 1,76 \text{ м/с}$$

$$346 \div 448,85 \quad \omega = \frac{4 \cdot 0.4859}{3.14 \cdot 0.585^2} = 1,82 \text{ м/с}$$

5. Определяем число Рейнольдса

$$Re = \frac{\omega d}{\nu} \quad (1.7)$$

где ν - вязкость нефтепродукта;

$$0 \div 116 \quad Re = \frac{1.7 \cdot 0.585}{18.4 \cdot 10^{-6}} = 53730$$

$$116 \div 226 \quad Re = \frac{1.7 \cdot 0.585}{18.4 \cdot 10^{-6}} = 53730$$

$$226 \div 315 \quad Re = \frac{1.76 \cdot 0.585}{26 \cdot 10^{-6}} = 39600$$

$$315,1 \div 346 \quad \text{Re} = \frac{1.76 * 0.585}{26 * 10^{-6}} = 39600$$

$$346 \div 448,85 \quad \text{Re} = \frac{1.82 * 0.585}{26 * 10^{-6}} = 40950$$

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

6.1 Ламинарный режим

$$\text{Re} < 2000$$

Коэффициент трения определяется по формуле Пуазейля

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (1.8)$$

6.2 Критический режим

$$2000 < \text{Re} < 4000$$

Коэффициент трения определяется по формуле Зайченко:

$$\lambda = 0.0025 \sqrt[3]{\text{Re}} \quad (1.9)$$

Таблица 1.8 - Эквивалентная шероховатость труб

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

6.3 Турбулентный режим

$$\text{Re} > 4000$$

Коэффициент трения определяется по формуле А.Д. Альтшуля

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{k_s}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0.25} \quad (1.10)$$

где k_s - эквивалентная шероховатость, для стальных сварных труб после нескольких лет эксплуатации равно 0,2мм таблица 8 [2]

В свою очередь, турбулентный режим делится на три области:

6.3.1 Гладкое трение

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

Коэффициент трения определяется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[3]{Re}} \quad (1.11)$$

6.3.2 Смешанное трение (переходной режим)

$$Re = 10 \frac{d}{k_s} \div 500 \frac{d}{k}$$

В данном случае число Рейнольдса находится в зоне турбулентного режима, поэтому коэффициент трения определяется по формуле (1.10)

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{k_s}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$$

$$0 \div 116 \quad \lambda = 0.11 \left(\frac{0.2}{585} + \frac{68}{53730} \right)^{0.25} = 0.02203$$

$$116 \div 226 \quad \lambda = 0.11 \left(\frac{0.2}{585} + \frac{68}{53730} \right)^{0.25} = 0.02203$$

$$226 \div 315 \quad \lambda = 0.11 \left(\frac{0.2}{585} + \frac{68}{39600} \right)^{0.25} = 0.02343$$

$$315,1 \div 346 \quad \lambda = 0.11 \left(\frac{0.2}{585} + \frac{68}{39600} \right)^{0.25} = 0.02343$$

$$346 \div 448,85 \quad \lambda = 0.11 \left(\frac{0.2}{585} + \frac{68}{40950} \right)^{0.25} = 0.02327$$

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

$$i = \lambda \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2g} \quad (1.12)$$

$$0 \div 116 \quad i = 0.02203 \frac{1}{0.585} \cdot \frac{1.7^2}{2 \cdot 9.8} = 0.00553$$

$$116 \div 226 \quad i = 0.02203 \frac{1}{0.585} \cdot \frac{1.7^2}{2 \cdot 9.8} = 0.00553$$

$$226 \div 315 \quad i = 0.02343 \frac{1}{0.585} \cdot \frac{1.76^2}{2 \cdot 9.8} = 0.00633$$

$$315,1 \div 346 \quad i = 0.02343 \frac{1}{0.585} \cdot \frac{1.76^2}{2 \cdot 9.8} = 0.00633$$

$$346 \div 448,85 \quad i = 0.02327 \frac{1}{0.585} \cdot \frac{1.82^2}{2 \cdot 9.8} = 0.00677$$

8. Определяем сумму потерь напора на трение

$$h_L + h_{mc} = iL + \sum \xi \frac{\omega^2}{2g} \quad (1.13)$$

где L – разность между начальной и конечной точками участка
 $\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений (углы поворота трассы, задвижки, тройники и т.д.)

$$\begin{aligned} 0 \div 116 \quad h_L + h_{mc} &= 0.00553 \cdot 116000 + 50 \frac{1.7^2}{2 \cdot 9.8} = 648.9 \\ 116 \div 226 \quad h_L + h_{mc} &= 0.00553 \cdot 110000 + 50 \frac{1.7^2}{2 \cdot 9.8} = 615.7 \\ 226 \div 315 \quad h_L + h_{mc} &= 0.00633 \cdot 89000 + 50 \frac{1.76^2}{2 \cdot 9.8} = 571.3 \\ 315,1 \div 346 \quad h_L + h_{mc} &= 0.00633 \cdot 31000 + 50 \frac{1.76^2}{2 \cdot 9.8} = 204.1 \\ 346 \div 448,85 \quad h_L + h_{mc} &= 0.00677 \cdot 102850 + 50 \frac{1.82^2}{2 \cdot 9.8} = 704.8 \end{aligned}$$

Определяем полную потерю напора на трение

$$H = h_l + h_{mc} + \Delta H \quad (1.14)$$

где ΔH – разность высотных отметок конца и начала расчетного участка

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

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.

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет годовых затрат на электроэнергию третьей технологической линии

На транспорт нефти по нефтепроводам расходуется значительное количество энергии. Затраты энергии на транспорт нефти слагаются из:

- Энергии, необходимой на перемещение нефти вдоль трубопровода;
- Потерь энергии в насосных агрегатах;

Расход энергии на перемещение нефти и преодоление трения в трубопроводе составляет более 80 % от расхода энергии в другие линейные сооружения нефтепровода.

3.1.1. Мощность насосно-силового оборудования, необходимая для перекачки нефти

$$N = \Delta_p Q H^{-1} g \cdot 10^{-3} / \eta_{ag};$$

где Δ_p - поправочный коэффициент, при потреблении энергии насосами до 500 кВт, $\Delta_p = 1,15$;

Q – секундная производительность, м³/с;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

H-полные потери с учетом неизотермичности потока, м;

- коэффициент полезного действия агрегата, равен:

$$\eta_{ag} = \eta_{нас} \cdot \eta_{р.п.} \cdot \eta_{эл.},$$

где $\eta_{нас}$ - КПД насоса, равный 0,76;

$\eta_{р.п.}$ - КПД ременной передачи, равный 0,92;

$\eta_{эл.}$ - КПД электродвигателя 0,95;

$$\eta_{ag} = 0,76 \cdot 0,92 \cdot 0,95 = 0,66;$$

$$N = 1,15 \cdot 0,033 \cdot 50,4 \cdot 844 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} / 0,66 = 24 \text{ кВт};$$

η_{ag} - коэффициент полезного действия агрегата, равен:

3.1.2. Общий годовой расход энергии на перекачку

$$P_{эл} = N \cdot T,$$

где T- количество часов работы в году, T=8760 ч;

$$P_{эл} = 24 \cdot 8760 = 210 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год};$$

Общий годовой расход электроэнергии на перекачку составил 210 тыс. кВт·ч.

3.1.3 Стоимость годовых затрат на электроэнергию с учетом НДС:

$$C_{эл} = P_{эл} \cdot K \cdot 1,2;$$

где K-стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч;

$$C_{эл36} = 210 \cdot 10^3 \cdot 4 \cdot 1,2 / 150 = 6720 \text{ \$/год};$$

3.2. Капитальные затраты

Капитальными вложениями в общем случае называется совокупность затрат на создание новых, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих и замену изношенных основных фондов.

Основным источником капитальных вложений служит часть национального дохода, используемого на накопления, а также часть фонда возмещения совокупного общественного продукта, которую направляют на восстановление изношенных фондов. В данном случае капитальные вложения осуществляются за счет кредита банка.

Расчет капиталовложений в третью технологическую линию

№ п/п	Характеристика	Ед. изм.	Численное значение
1.	Протяженность трубопровода, Ду	м	250
2.	Стоимость трубы	млн \$/км	0,02
3.	Стоимость изоляции	млн \$/км	0,0013
4.	Стоимость строительства	млн \$	0,17
5.	Катодная защита (0,00193 млн\$/км)	млн \$	0,02
6.	Пункт подогрева нефти	млн \$	0,0265
7.	Узел приема и пуска скребка	млн \$	0,00194
8.	Затраты на компенсацию за отвод земли (2 % от КВ)	млн \$	0,006
9.	Затраты на инжиниринг И управление (2 % от КВ)	млн \$	0,0066
10.	Непредвиденные работы и затраты (15 % от КВ)	млн \$	0,036

Капитальные затраты на сооружение нефтепровода согласно сметной документации составили 0,479303 млн \$.

3.3 Эксплуатационные затраты технологической линии

№ п/п	Характеристика	Ед. изм.	Численное значение
1.	Зар.плата основная и дополнительная	млн \$	0.075
2.	Отчисления в пенсионный фонд	млн \$	0,0075
3.	Затраты на электроэнергию	млн \$	0,0080
4.	Электроэнергия на ЭХЗ, подогрев нефти и собств. нужды (20% от затрат на электроэнергию)	млн \$	0,00160
5.	Амортизация (3,5 % от КВ)	млн \$	0,064

6.	Текущий ремонт (0,3 % от КВ)	млн \$	0,0056
7.	Содержание охраны (0,2 % от КВ)	млн \$	0,0035
8.	Содержание управления (0,6 % от ЭЗ)	млн \$	0,0011
9.	Прочие расходы (0,9 от ЭЗ)	млн \$	0,0016
10.	Итого:	млн \$	0,1679

3.4 Себестоимость

Все эти затраты, имеющие место непосредственно на предприятии для производства продукции или в процессе свершения определенного вида работы, составляет производственную себестоимость. Кроме того, на себестоимость относят затраты, связанные с реализацией продукции, а также с проведением научно-исследовательских, экспериментальных работ в отрасли, с освоением новой техники. Это внепроизводственные затраты. Вместе с производственными они образуют полную себестоимость.

Себестоимость единицы транспортируемой нефти определяется как отношение суммы издержек обращения в тенге к объему транспортируемой нефти.

Основную долю в структуре себестоимости транспорта нефти занимают затраты на амортизацию (свыше 50%). Кроме того, в структуре себестоимости нет затрат на сырье, так как отсутствует процесс производства продукции, а лишь осуществляется ее перемещение.

Определим удельные годовые затраты на перекачку 1-ой т. нефти:

$$C = Э/Q,$$

где Э- эксплуатационные затраты ;

Q- объем перекачки, т/сут;

Базовый вариант: $C_{51} = 16790 / (800 \cdot 365) = 0,575$ \$/т;

3.5 Срок окупаемости строительства

$$\tau = K_1 / (Э_{51} - Э_{36});$$

где K_1 – капиталовложения в технологическую линию, \$;

$Э_{51}$ – эксплуатационные затраты по базовому варианту, \$;

$$\tau = 288300 / (167900 - 100991,5) = 4,3 \text{ года.}$$

3.6 Приведенные затраты

Минимальное значение показателя себестоимости не всегда указывает на выгодность варианта, т. к. снижение себестоимости может быть достигнуто за счет значительных дополнительных капитальных вложений, которые с большей эффективностью можно использовать в других областях.

Сравнительная экономическая эффективность капиталовложений определяется с помощью показателя приведенных затрат, выявляемых по формуле: $P=K \cdot E_n + \Delta$,

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, для нефтяной и газовой промышленности принимается равным 0,16;

$$P_{51} = 479303 \cdot 0,16 + 167900 = 244558,48 \text{ \$/год};$$

$$P_{36} = 288300 \cdot 0,16 + 100991,5 = 146319,5 \text{ \$/год}.$$

3.7 Экономическая эффективность

Эффективность производства выражает отношение эффекта к затратам, осуществляемых на его получение. Это означает, что определение эффективности требует применение методов количественного анализа и измерения, что предполагает установление критерия экономической эффективности.

Эффектом называют производственный результат повышение производительности труда, экономия капитальных вложений, эксплуатационных расходов, приведенных затрат, снижение себестоимости, рост прибыли, увеличение объема реализации продукции, прирост производственных и оборотных фондов.

Экономическая эффективность базируется на параметрах техники и технологии, технико-экономических показателях и является обобщающей. Поэтому обоснование вариантов техники называют технико-экономическими показателями и определяют технико-экономическую эффективность.

Технико-экономическая эффективность обычно определяется в денежном выражении, т.е. в конечном счете приводится к экономической эффективности, так как любой технический или полезный эксплуатационный эффект (результат) оказывает прямое влияние на экономическую эффективность через прибыль, экономию в издержках или в трудовых затратах, т.е. через экономический эффект.

3.8 Основные технико-экономические показатели

№	Наименование	Единицы измерения	Численное значение
1	Протяженность трубопровода	м	250
2	Капитальные затраты	млн.\$	0,479303
3	Затраты на электроэнергию	\$/год	6720
4	Эксплуатационные затраты	млн.\$	0,1679
5	Приведенные затраты	\$/год	244558,48
6	Себестоимость	\$/т	0,57
7	Срок окупаемости	год	4,3

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

4.1 Законодательство в области безопасности и охраны труда

По Конституции Республики Казахстан каждый имеет право на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, на вознаграждение за труд без какой-либо дискриминации, а также на социальную защиту от безработицы.

Законодательство Республики Казахстан о безопасности и охране труда основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Трудового кодекса и иных нормативных правовых актов Республики Казахстан.

Если международным договором, ратифицированным Республикой Казахстан, установлены иные правила, чем те, которые содержатся в настоящем Законе, то применяются правила международного договора.

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

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

Настоящий Технический регламент "Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями" (далее - Технический регламент) устанавливает требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями, предъявляемые к процессам их проектирования, строительства и монтажа, реконструкции, ремонта.

Требования пожарной безопасности наземных и морских производственных объектов

На производственных объектах необходимо принять все возможные меры для предотвращения неконтролируемого выброса горючих или взрывоопасных веществ, а также пожаров и взрывов в соответствии с требованиями Законов Республики Казахстан от 22 ноября 1996 года "О пожарной безопасности" и от 3 апреля 2002 года "О промышленной безопасности на опасных производственных объектах".

4.2 Опасные и вредные факторы на нефтепроводе Кенкияк -Атырау

Трубопроводы длиной от нескольких тысяч километров проходят через разные географические зоны, по полям, вдоль дорог, мимо населенных пунктов, промышленных объектов, пересекают естественные и искусственные

препятствия. Они должны быть надежными, прочными, герметичными. Это необходимо для того, чтобы исключить потери перекачиваемых веществ, загрязнение окружающей среды, обеспечить безопасность для людей, животных, зданий, сооружений, дорог, водоемов, полевых, лесов и садов. В зависимости от местности, условий работы и конструкции трубопроводов, требований безопасной их эксплуатации установлены четыре категории участков магистральных трубопроводов (I-IV). К первой, наиболее ответственной категории отнесены подводные и надводные переходы через несудоходные русла рек с зеркалом воды в межень 20 м и более, нефтепроводные участки, прокладываемые выше населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных близко и др.

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при разработке месторождения Кенкияк и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

- неуправляемые нефтегазопроявления;
- аварии технологического оборудования.

Кроме того, на нефтяных предприятиях применяют ядовитые и едкие вещества (ртуть, кислоты, цемент и другие), взрывчаты радиоактивные изотопы.

Большинство работ ведутся на открытом воздухе, связаны с применением тяжелого и громоздкого оборудования и инструмента; технологических процессов, сопровождающихся возникновением высоких давлений; оборудования, находящегося под большими нагрузками.

Наибольшую опасность представляет возможность пожара и отравления особенно при сборе и хранении сернистой нефти, а также в случае утечки нефти из резервуара через не плотности.

На нефтедобывающих предприятиях из нефти выделяются различные опасные компоненты. При вдыхании их или попадании в желудочно-кишечный тракт может произойти отравление людей.

Сероводород, являющийся сильным ядом, - это бесцветный газ, с сильным неприятным запахом тухлых яиц (при больших концентрациях чувствительность снижается).

В нефтях сероводород встречается в разных концентрациях, начиная от следов до 3% и более. При действии высоких концентраций (1000 мг/м и выше) отравление бывает почти мгновенным, судороги, потеря сознания и быстрая смерть от остановки дыхания, а иногда и от паралича сердца.

Оксид углерода - газ без цвета и запаха, очень ядовитый. При вдыхании небольших количеств окиси углерода появляется вначале головная боль, ощущение пульсации в висках, головокружение, шум в ушах, затем рвота, чувство слабости.

Соляную кислоту применяют в основном для кислотной, термокислотной обработки скважин и при гидравлическом разрыве пластов.

Причиной пожара могут быть пиррофорные отложения как находящиеся внутри резервуара при его очистке, так и оставленные у резервуара после его очистки.

Так же одним из факторов может быть повышенный уровень шума и вибрации в магистральной и подпорной насосных, в кузнечном цехе, в мастерской. Вибрация, также как, и шум приводит к снижению работоспособности, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

4.3 Расчет выбора марки вентиляторов для системы вентиляции магистральной насосной

Подбираем вентилятор необходимый для насосного цеха, для перекачки сернистой нефти, имеющей геометрический объем 8640 м³. Воздуховоды стальные, прямоугольного сечения. Насосная, включает несколько расчетных участков:

1уч.- это выход с плавным поворотом потока через расширяющийся раструб = 3 м;

2уч.- это расстояние от раструба до отвода = 4 м;

3уч.- это расстояние между отводом и тройником = 3 м;

4уч.- это расстояние между тройником и шахтой с жалюзийной решеткой = 6 м.

Также нужно подобрать калориферы которые обеспечат подогрев воздуха от 250 К до 293 К. Теплоноситель вода с температурой 353 К, прокачиваемая со скоростью 0,4 м/с [1].

Решение:

Производительность вентиляции для данного помещения находится по формуле:

$$Q = V \cdot n_{кр} \quad (11.2.2.1)$$

где: V-объем помещения насосной; n_{кр} – нормируемая кратность воздухообмена, 1/ч, значение которой мы принимаем из таблицы [1]= 10, для сернистой нефти.

$$Q = 8640 \cdot 10 = 86400 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Пологая, что расход приточного воздуха распределяется равномерно, находим расходы по участкам:

$$q_1 = 86400/4 = 21600 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Аналогично и остальные: q₂ = 43200 м³/ч; q₃ = 64800 м³/ч; q₄ = 86400 м³/ч;

Принимая в отводах v_{рек} = 6 м/с и в магистральной части v_{рек} = 8 м/с, находим площадь сечения каналов по формуле:

$$f = q_1 / v_{рек} \quad (11.2.2.2)$$

$$f_1 = 21600 / 6 \cdot 3600 = 1 \text{ м}^2$$

Аналогично и остальные: $f_2 = 1,5 \text{ м}^2$; $f_3 = 2,25 \text{ м}^2$; $f_4 = 3 \text{ м}^2$

Фактическая скорость воздуха в воздуховодах и их эквивалентный диаметр по формулам:

$$v_{\text{фак}} = q / f \quad (11.2.2.3)$$

$$d = 2 \cdot a \cdot b \sqrt{a^2 + b^2} / (a + b) \quad (11.2.2.4)$$

$$v_{\text{фак } 1} = 21600 / 1 \cdot 3600 = 6 \text{ м/с}$$

$$d_1 = 2 \cdot 0,5 \cdot 2 / (0,5 + 2) = 0,8 \text{ м}$$

Аналогично и остальные: $v_{\text{фак } 2} = 7,5 \text{ м/с}$, $d_2 = 1,14 \text{ м}$; $v_{\text{фак } 3} = 7,5 \text{ м/с}$, $d_3 = 1,5 \text{ м}$; $v_{\text{фак } 4} = 7,5 \text{ м/с}$, $d_4 = 1,78 \text{ м}$.

Находим суммарные коэффициенты местного сопротивления:

$$\sum \zeta_1 = 1 + 10 = 11$$

Аналогично и остальные: $\sum \zeta_2 = 1,1$; $\sum \zeta_3 = 1,1$; $\sum \zeta_4 = 0,99$.

Чтобы найти гидравлическое сопротивление калорифера надо определить их количество.

При средней температуре воздуха $T_{\text{в.ср.}} = 0,5 \cdot (250 + 293) = 271,5 \text{ К}$, по таблице 1.5 [1] $\rho_{\text{в}} = 1,295 \text{ кг/м}^3$; и $C_{\text{рв}} = 1006 \text{ Дж/кг} \cdot \text{град}$.

$$\text{Массовая скорость воздуха: } \omega = 1,29 \cdot 7,5 = 9,7 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{с}$$

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле:

$$K = 12,9 \cdot W_0,393 \cdot \omega_0,106 \quad (11.2.2.5)$$

$$K = 12,9 \cdot 9,70,393 \cdot 0,40,106 = 28,6 \text{ Вт/ м}^2 \cdot \text{град}$$

Необходимая поверхность нагрева калориферной установки:

$$F_{\text{к}} = Q \cdot \rho_{\text{в}} \cdot C_{\text{рв}} \cdot (T_{\text{в.к.}} - T_{\text{в.н.}}) / K \cdot (T_{\text{т.ср.}} - T_{\text{в.ср.}}) \quad (11.2.2.6)$$

$$F_{\text{к}} = 86400 \cdot 1,295 \cdot 1006 \cdot (293 - 250) / 3600 \cdot 28,6 \cdot (353 - 273) = 591,3 \text{ м}^2$$

По таблице 14.3 [1] выбираем тип калорифера КФС-1 с поверхностью нагрева $54,6 \text{ м}^2$. Таких калориферов надо 11 шт.

Гидравлическое сопротивление одного калорифера по формуле:

$$\Delta P_{\text{кал}} = 1,11 \cdot W_1,8 \quad (11.2.2.7)$$

$$\Delta P_{\text{кал}} = 1,11 \cdot 9,71,8 = 65,7 \text{ Па}$$

Найдем потери давления в каждом из участков (без учета калориферов) по формуле:

$$\Delta P = \rho_{\text{в}} \cdot (\lambda \cdot l / d + \sum \zeta) \cdot v^2_{\text{фак}} / 2 \quad (11.2.2.8)$$

$$\Delta P_1 = 1,21 \cdot (0,2 \cdot 3 / 0,8 + 11) \cdot 6^2 / 2 = 255,9 \text{ Па}$$

Аналогично и остальные: $\Delta P_2 = 61,3 \text{ Па}$; $\Delta P_3 = 51 \text{ Па}$; $\Delta P_4 = 110,4 \text{ Па}$.

Гидравлические потери будут между жалюзийной решеткой и расширяющимся патрубком.

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 = 255,9 + 61,3 + 51 + 110,4 = 478,6 \text{ Па}$$

Необходимый расход воздуха может быть обеспечен тремя центробежными вентиляторами типа Ц4-70, развивающими давление до 950 Па и производительностью $15-38 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$.

Аналогично вышеизложенному решению выбираются вентиляторы для резервной и аварийной систем вентиляции. Основные параметры используемых вентиляторов приведены в таблице 11.2.2.1

Аварийная вытяжная вентиляция, рассчитана на восьмикратный воздухообмен в час по полному объему помещений осевыми вентиляторами.

Они включаются по газоанализатору при образовании в воздухе взрывоопасных паров нефти с концентрацией, водоснабжение по циркуляционной схеме с температурой 55 °С.

В остальных зданиях вентиляция естественная через шахты или через открывающиеся фрамуги окон.

4.4 Мероприятия по безопасности и охране труда

Ввиду того, что основные технологические процессы по добыче, сбору, транспорту, подготовке нефти и газа, обратной закачке газа на месторождении герметизированы и в рабочем режиме не представляют угрозы для загрязнения среды, основными мероприятиями по снижению рисков и предотвращению возможных чрезвычайных ситуаций являются: сохранение герметичности этих систем; соблюдение правил техники безопасности и охраны труда; автоматизация технологических процессов; обеспечение системы аварийного останова; автоматизация системы пожаротушения; наличие автоматической пожарной сигнализации и системы сигнализации об опасных концентрациях газов и т.д.

Для снижения риска возгорания и взрыва опасных смесей газов, будет осуществляться техническое обслуживание электрооборудования, в соответствии с ППР (планово предупредительные работы).

Электрооборудование, расположенное на участках сооружения, определяемых как опасные зоны, предусматривается во взрывозащищенном исполнении.

Решения по технике безопасности и охране труда

Для предотвращения пожара применяются меры по пожарной безопасности. Мероприятия по предупреждению пожаров:

- установка огнепреградителей на газоуравнительной системе (ГУС) в резервуарном парке;
- установка огнепреградителей на дыхательных патрубках, на резервуарах с понтоном;
- установка гидравлических затворов на системе промышленной канализации;
- установка противопожарных преград: противопожарные стены (брандмауэры), перекрытия;
- установка противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями;

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

5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Анализ воздействия НПС на компоненты биосферы

Технологическая схема экспортного нефтепровода предусматривает откачку товарной нефти из пункта подготовки нефти по трубопроводу под давлением 6.4 МПа и с температурой 25 °С в магистральный нефтепровод ЗАО НКТН «КазТрансОйл» Кенкияк-Атырау.

На выходе нефтепровода из ППН на расстоянии 200 м предусмотрена установка отключающей запорной арматуры в подземном исполнении.

Таблица 3.1 - Физико-химические свойства сырой нефти

Наименование параметров	Ед. измерения	Показатели
Плотность нефти при 20°С	Кг/м ³	860
Динамическая вязкость нефти: при 20°С при 50°С	МПа*сек МПа*сек	8.73 4.63 4.63
Температура застывания	°С	0
Содержание парафина	%	2.41
Содержание серы	%	1.024
Содержание смол силикагелиевых + асфальтенов	%	5.

Компонентный состав пластовой нефти представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Компонентный состав пластовой нефти

Наименование параметров	Ед. измерения	Показатели
Содержание (молярное): азот + редкие	%	0.82
в том числе гелий	%	0.0206
углекислый газ	%	0.85
Сероводород	%	2.37
Метан	%	42.61
Этан	%	8.63
Пропан	%	6.78
i-бутан	%	1.41
n-бутан	%	2.86
i-пентан	%	1.96
n-пентан	%	1.54

Компонентный состав нефтяного газа представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Компонентный состав нефтяного газа

Наименование параметров	Ед. измерения	Показатели
Плотность в станд. условиях	кг/м ³	1.043
Содержание (молярное): N ₂	%	1.14
CO ₂	%	1.18
H ₂ S	%	2.07
CH ₄	%	71.71
C ₂ H ₆	%	10.38
C ₃ H ₈	%	6.94
i-C ₄ H ₁₀	%	1.41
C ₄ H ₁₀	%	2.40
i-C ₅ H ₁₂	%	1.21
C ₅ H ₁₂	%	0.81
C ₆ H ₁₄	%	0.67
C ₇ H ₁₆	%	0.08
C ₈ H ₁₈ и выше	%	0.02
H ₂ O	%	Отсутствует

В данном проекте предусматривается строительство следующих объектов:

- 4 резервуара для нефти типа РВСП 10000 м.;
- узлы задвижек нефтепроводов и вспомогательных сетей;
- узел регулирования давления;
- узел учета нефти;

Для рационального использования планируемой территории предусмотрено ее функциональное зонирование по назначению.

Расположение площадок и сооружений на проектируемых объектах определялось исходя из технологической схемы производства и наиболее рационального их размещения в соответствии с требованиями СНиП. II-89-80*, СНиП 2.05.07-91,* ВНТП 3-85 и с учетом:

- санитарных норм и норм пожаро- и взрывобезопасности;
- вида транспорта;
- обеспечения удобных, безопасных и здоровых условий труда для работающих;
- рационального размещения инженерных сетей с обеспечением нормальных условий их ремонта и эксплуатации.

5.1.1 Воздействие на атмосферу

При обустройстве и эксплуатации проектируемых объектов загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (резервуары, насосы и т.д.);
- выбросы вредных веществ в атмосферу подразделяются на постоянные, периодические, разовые и аварийные;
- источники выбросов подразделяются на организованные и неорганизованные.

Площадка пункта подготовки нефти (1-вариант)

а) организованные источники выбросов:

резервуар для хранения нефти РВС 5000м³– 6 шт.;

резервуар для хранения нефти РВС 3000м³– 2 шт.;

стояк налива нефти в автоцистерну – 2 шт.;

б) неорганизованные выбросы от запорно-регулирующей арматуры:

- план технологических трубопроводов - запорно-регулирующая арматура;
- резервуарный парк хранения нефти - запорно-регулирующая арматура;
- площадка блочной насосной перекачки нефти - запорно-регулирующая арматура;
- площадка стояков налива нефти в автоцистерну - запорно-регулирующая арматура;
- площадка камеры пуска скребка - запорно-регулирующая арматура.

Таблица 3.4 - Перечень загрязняющих веществ

Наименование вещества	ПДК м.р., ПДК, ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, т/год
Площадка пункта подготовки нефти			
углеводороды	5	4	5.2827
Диоксид азота	0.085	2	234.1071
Метан	50.0	-	39.7977
Оксид углерода	5	4	1561.4913
Диоксид серы	0.05	3	4689.1341
Сажа	0.015	2	156.1232
Сероводород	0.008	2	3.7573
Экспортный нефтепровод. Площадка узла учета нефти			
1. углеводороды	5	4	0.0565

Таблица 3.6 - Источники аварийных выбросов

Наименование производств и источников выброса	Наименование вещества	Выбросы вещества, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса час, мин.	Годовая величина выброса т
		по регламенту	Аварийные выбросы			
Аварийные выбросы порывов технологических трубопроводов	углеводороды		1.2844	не более 1 порыва		0.0185

По проделанным расчетам можно сказать, что ПДК соответствует выбросам вещества для данной территории (площадь территории – 3,47 га).

5.1.2 Воздействие на гидросферу

На проектируемом объекте будут образовываться производственные, хозяйственные и промливневые сточные воды.

Химический состав подземных вод приведен в таблице 3.7.

Таблица 3.7- Химический состав подземных вод

Наименование показателей	Содержание, мг/л
PH	8.6
Ca ²⁺	120.2
Cl ⁻	485.8
Na ⁺ + K ⁺	29.9
Mg ²⁺	296.7
SO ₄ ²⁻	725.2
HCO ₃ ⁻	176.6
Минерализация	1835
Общая жесткость	30.4

5.1.3 Воздействие на литосферу (почву и недра)

В результате деятельности проектируемого объекта будут загрязняться и истощаться почвы в результате проливов нефти, размещения отходов, нерационального использования земель.

5.2 Инженерные и природоохранные мероприятия

5.2.1 Защита атмосферы

Санитарно-защитная зона. Санитарно-защитная зона создаётся на участке между границей запроектированных объектов с источниками выбросов в соответствие с СНППО 1.01.001.-94 и уточняется по расчету рассеивания.

Санитарно-защитная зона создаётся на участке между границей запроектированных объектов с источниками выбросов до жилой застройки. Размер санитарно-защитной зоны для данного объекта принимается - 5000 м, согласно «Санитарных норм проектирования производственных объектов № 1.01.001-94». Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация на границе ССЗ не превышает 1 долей ПДК, следовательно, принятый размер не требует уточнения.

Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу.

Основными мероприятиями по уменьшению загрязняющих выбросов в атмосферу являются:

- герметизированная система сбора и подготовки нефти с технологическим режимом по ВНТПЗ-85;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-74;
- обеспечение размещения технологических установок, арматуры и коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТПЗ-85 и СНиП П-89-80 с учетом функционального назначения и розы ветров;
- аппаратура, работающая под давлением, оборудована предохранительными клапанами, манометрами, указателями уровня, регуляторами давления и уровня в соответствии с «Правилами устройства и безопасности обслуживания сосудов, работающих под давлением».

Проект предусматривает автоматическую систему противоаварийной защиты, предупреждающую образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций и обеспечивающих безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

Контроль воздушной среды

Проводится на границах СЗЗ, на устьях нефтедобывающих скважин и других представительных участках, где проводится экологический мониторинг. Воздушная среда исследуется на:

- содержание углеводородов, в том числе ароматических;
- оксида углерода;
- диоксид серы;
- сероводород;
- сажи;
- оксида азота.

5.2.2 Защита гидросферы

Проектные решения обеспечивают следующие мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов:

- производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф с технологических площадок с твердым покрытием, которые могут быть загрязнены нефтепродуктами, и весь сбор стоков с площадок производится в технологические емкости;
- с территории без твердого покрытия ливневые воды, не загрязненные нефтепродуктами, отводятся по спланированной поверхности на рельеф за ограждение территории;
- производственные стоки образуются при ремонте технологического оборудования,
- сбор нефтезагрязненных стоков производится в инвентарные емкости с последующим вывозом в амбар расположенный на площадке №22;
- отвод хозяйственно бытовой канализации осуществляется в септик с последующим вывозом на очистные сооружения г. Жем.

Контроль питьевых, сточных промышленных и грунтовых вод

Питьевая вода исследуется в соответствии ГОСТ «Вода питьевая». Сточная и грунтовая вода исследуется на содержание:

- органолептику (вкус, запах, цветность, прозрачность, мех. примеси и так далее);
- БПК5(биологическое потребление кислорода в течении 5 суток);
- сульфатов;
- хлоридов;
- карбонатов;
- окисляемости (ХПК);
- нефтепродуктов;
- фенолам;
- поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- радионуклидов (альфа и бета);
- удельной активности

5.2.3 Защита литосферы (почвы и недр)

Направления рекультивации. По окончанию обустройства объекта, учитывая природные, физико-географические, инженерно-геологические условия района строительства, а также характер использования прилегающих территорий, условия эксплуатации, другие местные условия, принято природоохранное направление рекультивации.

Проектом предусматривается проведение рекультивации в два этапа:

1 этап - техническая рекультивация в процессе строительства и незамедлительно по его завершению;

2 этап - биологическая рекультивация - согласно агротехническим требованиям.

Техническая рекультивация. Предусматриваются следующие виды работ по инженерной подготовке территории:

- вертикальная планировка площадок под одну плоскость;
- уборка строительного мусора, удаление из пределов строительной полосы и площадок всех временных устройств;
- засыпка траншей трубопроводов грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем;
- нанесение плодородного слоя на нарушенной территории;
- планировка и укатка катком поверхности рекультивируемой территории. Техническую рекультивацию необходимо завершить в течение календарного месяца по завершению строительства.

Биологическая рекультивация. Биологическую рекультивацию необходимо производить в период весенних посевных работ, в первую декаду второго квартала текущего года, после проведения технической рекультивации.

Включает в себя комплекс агротехнических мероприятий, направленных на восстановление хозяйственной продуктивности, использованных земель, предотвращения возникновения эрозионных процессов.

При проведении агротехнических мероприятий рекомендуется пользоваться технологическими картами по биологической рекультивации с учетом зональных условий и направлений рекультивации.

В случаях аварийного разлива нефти, пролитая нефть будет немедленно собрана в изолированные емкости, после чего будет произведено немедленное восстановление нарушенного участка.

Отходы. Твердые бытовые отходы направляются на существующий полигон хранения твердых отходов.

Нефтешламы складировются в специальные емкости, а затем вывозятся на существующий полигон для хранения нефтешламов.

Контроль состояния фауны. Включает совместные мероприятия с уполномоченными организациями: охот инспекцией, управлением экологии и биоресурсов.

Заключается в сообщениях о необычном поведении животных: миграции, гнездовании и т.п.

Радиологические исследования.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В начале работы предлагалось несколько путей увеличения производительности магистрального нефтепровода «Кенкияк – Атырау». Наиболее приемлемым и экономически эффективным оказался способ увеличения числа насосных станций на протяжении всей нитки трубопровода и строительством дополнительных резервуаров. А также произвести реконструкцию НПС «Кенкияк», где необходимо установить резервный магистральный насос марка насоса НМ 2500-230 с производительностью начального участка 6 млн. т/год

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. Число рабочих центробежных насосов на каждом из участков определено исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов, характеристики перекачиваемой жидкости и режима перекачки и равно двум включенным последовательно марка насосов – НМ 1250-260, третий – резервный марка НМ 2500-230.

Подпорные насосы предназначены для перекачки нефти от емкости к магистральным насосам и создания необходимого подпора для обеспечения бескавитационной работы магистральных насосов.

В качестве подпорных насосов применяются насосы НПВ 1250-60 в количестве 2 штук (один резервный).

Также должно быть подключение инжекционных станций.

На 226 км трассы в районе существующей НПС-3, подключение инжекционной насосной станции – 1 (ИНС-1).

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

В течении всей работы были произведены необходимые расчеты, рассчитаны технико - экономические показатели. Описаны средства и методы охраны окружающей среды и техники безопасности. Необходимые таблицы с данными, которые использовались при составлении дипломного проекта указаны в конце диплома в виде приложений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ф.Ф Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новоселов и др. «Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа» Под редакцией В.Ф. Новоселова. Учебное пособие для вузов: М., «Недра», 1992.
2. 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 «ДизайнПолиграфСервис», 2002.
3. Каталог насосов - М., «Недра», 1986.
4. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» РАЗРАБОТАНЫ ВНИИСТ канд. техн. наук И. Д. Красулин — руководитель темы, инж. Л.А. Соловьева, кандидаты техн. наук. В.Ф. Храмихина, А.С. Болотов, Н.П. Глазов, С.И. Левин, и др. М., «Миннефтегазстрой», 1990.
5. СНИП II- 45-75 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования» – М., «Стройиздательство», 1975.
6. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования» – М., «Стройиздательство», 1975.
7. РД 39-033-02 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» - Астана: ЗАО «КазТрансОйл», 2003.
8. Дерцакян А.П. «Справочник по проектированию магистральных трубопроводов» - М., «Недра», 1977.
9. Телегин Л.Г. «Сооружение газонефтепроводов» М., «Недра», 1978
10. Арзунян А.С., Громов А.В., Матецкий И.И. «Расчеты нефтегазопроводов и нефтебаз» Учебное пособие для дипломного проектирования: - М., «Недра», 1972.
11. И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, С.П. Макаров, М.В. Лурье «Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам» - М., «Нефть и газ», 1997.
12. Бородавкин П.П., Березин В.Л. «Сооружение магистральных трубопроводов» - М., «Недра», 1977.
13. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Ф.Ф Абузова «Транспорт и хранение нефти и газа» Под редакцией доктора технич. наук, профессора Н.Н. Константинова, П.И. Тугунова - М., «Недра», 1975.
14. Р.А.Алиев, И.В. Березина, Л.Г. Телегин и др. «Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз» Учебник для вузов: – М., «Недра», 1987.
15. Л.Г. Телегин, Б.Н. Курепин, И.В. Березина, «Сооружение газонефтепроводов» Учебник для техникумов: М., «Недра», 1984.
16. Куцын П.В. «Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности» - М., «Недра», 1987.
17. «Закон РК об охране труда».

18. Бородавкин П.П., Ким Б.И. «Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов» - М., «Недра», 1987.
19. Карпеев Ю.С. «Организация охраны труда в нефтегазодобывающей и газоперерабатывающих производствах» - М., «Недра», 1988.
20. Денисенко В.Н. «Охрана труда» -М., «Высшая школа», 1985.
21. Сериков Т.П., Сагандыкова Р.Р., Югай В.М., Ескужиева А.Б. Об охране окружающей среды в условиях добычи нефти и газа на предприятиях ОАО «Казахойл-Эмба» // Нефть и газ. – 2001. - № 1. – С.83-87.
22. Дубинчин П.П. Радиоэкологическое обследование нефтеносных регионов // Вестник НЯЦ РК. Радиоэкология. Охрана окружающей среды. – 2000. – вып. 3. – С. 49 – 53.
23. Кенжегалиев А.К., Хасанова А.А., Моисеева Г.П. Экологическое состояние Атырауской области в связи с промышленным освоением шельфа Каспийского моря // Вестник Атырауского института нефти и газа. – 2002. - № 1-2. – С. 171 – 173.
24. Ищанова Н.Е., Бигалиев А.А. Исследование содержания тяжелых металлов в образцах почвы Тенгизского нефтегазоносного месторождения Атырауской области // Вестник Казгу. Сер. Экологическая. – 2001. – С. 83 – 85.
25. Слащева А.С. Источники загрязнения окружающей среды нефтепродуктами // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях: ОИ/ВИНИТИ, 1997. – вып. 9. – С.54-59.
26. Хаиров Б.Г. современные экологические проблемы в нефтяной отрасли Республики Казахстан // Нефть и газ. – 2001. - № 3. – С. 93-98.
27. Сериков Ф.Т., Оразбаев Б.Б. Экологическое состояние нефтегазовых месторождений Прикаспия и побережья казахстанской части Каспийского моря // Нефть и газ. – 2001. - № 2. – С.105-108.
28. Информация сервера <http://www.oilru.com>
29. Жигалова И.М. «Экономика дальнего транспорта газа» - М., «Недра», 1965
30. Сааков М.А. «Оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.» - М., Гостоптехиздат, 1961

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект Пак М.Р., Огай А.Г., Шубай А.Х., Омарова А.Б.
по специальности 050708 – Нефтегазовое дело

Тема: Увеличение пропускной способности нефтепровода Атырау – Кенкияк –
Кумколь

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

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

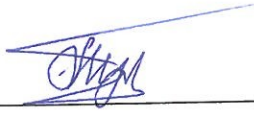
В технико-технологическом разделе проекта представлено обоснование проектного решения, который включает аналитический обзор известных инженерных решений, приведены характеристики климатических и гидрогеологических условий района проектирования, характеристики объекта проектирования, описание технологических схем эксплуатации основного оборудования, агрегатов принятых в проекте и указаны пути повышения пропускной способности нефтепровода.

В специальной части проведены гидравлические расчеты для определения потери напора по участкам магистрального нефтепровода.

Дипломники Пак М.Р., Огай А.Г., Шубай А.Х., Омаров А.Б. проявили себя самостоятельными и инициативными студентами, показали достаточно хорошую теоретическую базу и практические навыки, умения делать грамотные выводы, анализировать технологические аспекты и технико-экономические обоснования.

На основании вышеизложенного, рекомендую дипломного проекта к защите в ГАК. Дипломанты Пак Мелани Рудольфовна, Огай Артем Григорьевич, Шубай Асхат Хамзаулы, Омаров Асылбек Болатович заслуживают присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

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


Иргибаев Т.И.

«10» мая 2019 г.



Университет:	Satbayev University
Название:	Увеличение пропускной способности нефтепровода Атырау -Кенкияк-Кумколь Пак М.Р., Огай А.Г., Шубай А.Х., Омаров А.Б..doc
Автор:	Пак М.Р., Огай А.Г., Шубай А.Х., Омаров А.Б.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-05-08 16:46:20
Коэффициент подобия № 1:	11,9%
Коэффициент подобия № 2:	2,7%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	12 440
Число знаков:	94 036
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершённых проверок:	28

! 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 103

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://220docs.ru/biology/52357.html#page=10		57
2	URL_ http://www.kz.narxoz.net/2014/09/04/		36
3	Документ из базы НЭУ 51ccf62a-be58-4b11-9bf6-072dc0a30d1d.doc NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	па	35
4	URL_ http://220docs.ru/biology/52357.html#page=10		34
5	URL_ http://www.kz.narxoz.net/2014/09/04/		34
6	URL_ http://www.ozon.ru/doc/4684.asp?88752110		31
7	Документ из базы НЭУ 51d11549-73c0-4651-adc9-073cc0a80d1d.docx NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	па	27
8	Проект на разведку месторождения бокситов Аят (Костанайская область) D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПИМУП)	Боранбаев Р.К. 15-ГРз-3.doc	26
9	URL_ http://www.scribd.com/doc/114521766/43817111.html		26
10	URL_ http://www.kz.narxoz.net/2014/09/04/		25

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

!
Не обнаружено каких-либо заимствований

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Создание высокооктановых кислородсодержащих композиций на основе изобутил-трет-бутилового эфира Satbayev University (И_Х_И)	Булатова Дилжара Адельевна	39 (5)
2	Исследование методов обезвоживания водонефтяных эмульсий на Павлодарском нефтехимическом заводе Satbayev University (И_Х_И)	Исрагимов Назымжан Бурханжанович	27 (2)
3	бекон.docx Satbayev University (Г_М_И)	Сапар Бокимухамед	20 (2)

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Документ из базы НЭУ 51ccf62a-be58-4b11-9bb9-072dc0a80d1d.doc NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	па	55 (3)
2	Документ из базы НЭУ 51d11549-73c0-4651-adc9-073cc0a80d1d.docx NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	па	51 (5)
3	Проект на разведку месторождения бокситов Аят (Костанайская область) D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПИМУП)	Боранбаев Р.К. 15-ГРз-3.doc	26 (1)
4	Бейсенбаева Айжан Kazakh University of Economics, Finance and International Trade (KUEFIT) (Кафедра "Экономика")	Наталья Ибрагимова	21 (2)

5 Документ из базы НЭУ 5167e0d-0118-472e-ad45-073cc0a30d1d.doc
 PARXOZ (NEU) (Information Technology Center)
 6 Диск. ТХСГ
 M.Auezov South Kazakhstan State University (Факультет Механика и нефтегазовое дело)
 7 Проектирование насосной станции.docx
 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Nefin, qazın neqili və saxlanması_23)

на 19 (1)
 Сейдов Зиярат 18 (2)
 Liang Jiming 13 (1)

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ http://zadets.ru/bloka/5237/index.html?page=10	175 (9)
2	URL_ http://www.fhn.org.ru/cgi-bin/88302.html	166 (16)
3	URL_ https://stud.kz/referat/show/68441	90 (3)
4	URL_ https://knowledge.ebnet.ru/geturl?id=0656250&cid=33&cid2=33&cid3=33&cid4=33&cid5=33&cid6=33&cid7=33&cid8=33&cid9=33&cid10=33&cid11=33&cid12=33&cid13=33&cid14=33&cid15=33&cid16=33&cid17=33&cid18=33&cid19=33&cid20=33&cid21=33&cid22=33&cid23=33&cid24=33&cid25=33&cid26=33&cid27=33&cid28=33&cid29=33&cid30=33&cid31=33&cid32=33&cid33=33&cid34=33&cid35=33&cid36=33&cid37=33&cid38=33&cid39=33&cid40=33&cid41=33&cid42=33&cid43=33&cid44=33&cid45=33&cid46=33&cid47=33&cid48=33&cid49=33&cid50=33&cid51=33&cid52=33&cid53=33&cid54=33&cid55=33&cid56=33&cid57=33&cid58=33&cid59=33&cid60=33&cid61=33&cid62=33&cid63=33&cid64=33&cid65=33&cid66=33&cid67=33&cid68=33&cid69=33&cid70=33&cid71=33&cid72=33&cid73=33&cid74=33&cid75=33&cid76=33&cid77=33&cid78=33&cid79=33&cid80=33&cid81=33&cid82=33&cid83=33&cid84=33&cid85=33&cid86=33&cid87=33&cid88=33&cid89=33&cid90=33&cid91=33&cid92=33&cid93=33&cid94=33&cid95=33&cid96=33&cid97=33&cid98=33&cid99=33&cid100=33	74 (6)
5	URL_ http://kze.docdat.com/docs/1452/index-436101-11.html	72 (8)
6	URL_ http://snipov.net/s_1684_snip_08787.html	58 (5)
7	URL_ https://knowledge.ebnet.ru/geturl?id=0656250&cid=33&cid2=33&cid3=33&cid4=33&cid5=33&cid6=33&cid7=33&cid8=33&cid9=33&cid10=33&cid11=33&cid12=33&cid13=33&cid14=33&cid15=33&cid16=33&cid17=33&cid18=33&cid19=33&cid20=33&cid21=33&cid22=33&cid23=33&cid24=33&cid25=33&cid26=33&cid27=33&cid28=33&cid29=33&cid30=33&cid31=33&cid32=33&cid33=33&cid34=33&cid35=33&cid36=33&cid37=33&cid38=33&cid39=33&cid40=33&cid41=33&cid42=33&cid43=33&cid44=33&cid45=33&cid46=33&cid47=33&cid48=33&cid49=33&cid50=33&cid51=33&cid52=33&cid53=33&cid54=33&cid55=33&cid56=33&cid57=33&cid58=33&cid59=33&cid60=33&cid61=33&cid62=33&cid63=33&cid64=33&cid65=33&cid66=33&cid67=33&cid68=33&cid69=33&cid70=33&cid71=33&cid72=33&cid73=33&cid74=33&cid75=33&cid76=33&cid77=33&cid78=33&cid79=33&cid80=33&cid81=33&cid82=33&cid83=33&cid84=33&cid85=33&cid86=33&cid87=33&cid88=33&cid89=33&cid90=33&cid91=33&cid92=33&cid93=33&cid94=33&cid95=33&cid96=33&cid97=33&cid98=33&cid99=33&cid100=33	54 (7)
8	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	47 (5)
9	URL_ http://bit.ly/1wz8j8s	44 (5)
10	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	36 (4)
11	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	34 (5)
12	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	32 (3)
13	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	32 (4)
14	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	30 (3)
15	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	29 (3)
16	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	29 (3)
17	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	29 (3)
18	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	26 (3)
19	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	25 (4)
20	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	21 (1)
21	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	20 (1)
22	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	18 (3)
23	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	16 (2)
24	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	13 (1)
25	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	12 (2)
26	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	12 (1)
27	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	12 (2)
28	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	11 (1)
29	URL_ http://www.gutenberg.org/files/10000/10000-h/10000-h.htm	10 (2)