

**Филиал ЦИР АО "КазТрансОйл"
Проектно-сметное бюро
г. Павлодар**

Государственная лицензия
ГСЛ № 18012402
от 22 июня 2018 г.

Рабочий проект

**МН "Павлодар-Шымкент". ПНУ. Замена
трубопровода на затопляемых участках с
общей протяженностью 10,6км (218-228,6км)
ДУ 800**

2611/1/20-ПРП

**Том 1
Книга 2**

Паспорт рабочего проекта

2021 г.

**Филиал ЦИР АО «КазТрансОйл»
Проектно-сметное бюро
г. Павлодар**

**Государственная лицензия
ГСЛ № 18012402
от 22 июня 2018 г.**

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

**МН «Павлодар-Шымкент». ПНУ. Замена трубопровода на
затопляемых участках с общей протяженностью 10,6км (218-228,6км)
ДУ 800**

2611/1/20 – ОПЗ

**Том 1
Книга 1**

Общая пояснительная записка

**Начальник
проектно-сметного
бюро**



Байдилов А.К.

**Главный инженер
проекта**



Жауханов Ф.Б.

г. Павлодар 2021 г.

Согласовано		

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Состав рабочего проекта

№ Тома	Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1			
1	2611/1/20-ОПЗ	Общая пояснительная записка	
	2611/1/20-ПРП	Паспорт рабочего проекта	
Том 2			
2	2611/1/20-СД	Сметная документация	
Том 3			
3	2611/1/20-ООС	Охрана окружающей среды	
Том 4			
4	2611/1/20-ПОС	Проект организации строительства	
Альбом			
5	2611/1/20-МН1	Магистральные нефтепроводы	Участок 219,7-221,1
6	2611/1/20-МН2	Магистральные нефтепроводы	Участок 224,3-229,0
7	2611/1/20-АЗО1	Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов	Участок 219,7-221,1
8	2611/1/20-АЗО2	Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов	Участок 224,3-229,0
9	2611/1/20-ЭС	Электроснабжение	
10	2611/1/20-НСС	Наружные сети связи	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						2611/1/20-ОПЗ		
Изм.	Колу	Лист	№док	Подп.	Дата			
						Стадия	Лист	Листов
						РП	1	23
						Филиал ЦИР АО «КазТрансОйл» Проектно-сметное бюро г.Павлодар		
						Общая пояснительная записка		
ГИП		Байдилов						
Н.контр.		Сулейменов						
Пров.								
Разраб.		Жауханов						

Список разработчиков

Раздел проекта	Фамилия, имя, отчество	Подпись
1. Общая часть	Жауханов Ф. Б.	
2. Магистральные нефтепроводы	Шамогонов И. Н.	
3. Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов	Етекбаева Н. Е.	
4. Электроснабжение	Жокебаев Р. О.	
5. Наружные сети связи	Лёгкий А. С.	
6. Проект организации строительства	Сулейменова М. М.	
7. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Жауханов Ф. Б.	

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, взрывобезопасных и других норм, действующих на территории РК, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта



Жауханов Ф. Б.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2611/1/20-ОПЗ	

Содержание Тома 1

№ п.п.	Наименование	Стр.
	Титульный лист	
	Состав рабочего проекта	
	Список разработчиков	
	Содержание тома 1.	
1	Общие данные	5
2	Магистральные нефтепроводы	7
3	Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов	10
4	Электроснабжение	12
5	Наружные сети связи	13
6	Организация строительства	14
7	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	16
	Приложения:	
	А. Задание на проектирование объекта: «МН «Павлодар-Шымкент». ПНУ. Замена трубопровода на затопляемых участках с общей протяженностью 10,6км (218-228,6км) ДУ 800» - 12 стр.	

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

Лист

3

1. Общие данные

Наименование и назначение объекта. Согласно Задания на проектирование по объекту «МН «Павлодар-Шымкент». ПНУ. Замена трубопровода на затопляемых участках с общей протяженностью 10,6км (218-228,6км) ДУ 800» предусмотрена замена участка магистрального нефтепровода (МН) "Павлодар-Шымкент" диаметром 820 мм.

Основание для проектирования.

- Задание на проектирование.

Наименование и адрес заказчика. АО «КазТрансОйл», город Нур-Султан, район Есиль, проспект Туран, здание 20.

Месторасположение объекта: Павлодарская область, сельская зона города Экибастуз, Бозшакольский с/о. Территория участка расположена вдоль МН «Павлодар-Шымкент» 218-228,6км.

Природно-климатические характеристики площадки строительства:

- исследуемая территория по климатическому районированию для строительства относится к III;

- климатическому району к подрайону IIIА, с резко выраженным континентальным режимом;

- расчетная зимняя температура наружного воздуха – 38,3°C (температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 для, СП РК 2,04-01-2017 «Строительная климатология»);

- нормативная снеговая нагрузка – 70 кгс/м²;

- нормативная ветровая нагрузка – 38 кгс/м²;

- зона влажности – сухая;

- район площадки строительства – не сейсмичен.

1.1 Перечень используемой документации

При разработке проекта использовались следующие нормативные документы:

1. Закон Республики Казахстан №188-V «О гражданской защите» от 11.04.2014 года.
2. Правила пожарной безопасности, утвержденных Постановлением Правительства РК от 09 октября 2014 года № 1077.

3. СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»;

4. СТ ГУ 153-39-167-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»;

5. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;

6. СТ АО 38440351-5.002-2010 «Магистральные нефтепроводы. Диагностика и испытание линейной части»;

7. СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные нефтепроводы»;

8. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

9. СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

10. ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии";

11. ВСН 009-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты";

12. СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии";

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

Лист

4

13. СТ РК 1722-2007 "Промышленность нефтяная и газовая. Требования к сооружению средств установок электрохимической защиты от коррозии линейной части трубопроводов";

14. "Правила устройства электроустановок РК".

15. СН РК 4.04-07-2019 "Электротехнические устройства";

16. Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденного приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439;

17. СНиП РК 3.02-10-2010 "Устройство систем связи, сигнализации и диспетчеризации инженерного оборудования жилых и общественных зданий";

18. СТ РК 2079-2010 «Магистральные нефтепроводы. Организация безопасного проведения газоопасных работ».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2611/1/20-ОПЗ	

Технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
1	Пропускная способность	млн.т/год	22,0	
2	Протяженность участка МН «Павлодар-Шымкент»	км	218 - 228,6	
3	Давление	кгс/см ²	53,0	
4	Экономические показатели:			
	Общая стоимость строительства, в том числе:	тыс. тенге	2 912 040,868	
	а) НДС	тыс. тенге	311 853,623	
	б) стоимость СМР	тыс. тенге	2 497 267,291	
	в) стоимость оборудования	тыс. тенге	-	
	г) прочие затраты	тыс. тенге	414 773,577	
5	Продолжительность строительства	мес.	8	

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

2. Магистральные нефтепроводы (участок 218,0-228,6 км)

2.1 Участок 219,7 – 221,1 км

Проектом предусмотрена замена участка магистрального нефтепровода (МН) "Павлодар-Шымкент" диаметром 820 мм.

Трасса пролегает с севера на юг. Повороты трубопровода в горизонтальной плоскостях предусмотрены с применением отводов и упруго изогнутых участков.

Разделом предусматривается замена участка трубопровод МН "Павлодар-Шымкент" на участке 219,7 - 221,1 км (длина заменяемого участка 1,4 км), проектируемый участок прокладывается на глубине не менее 1,0 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

Рабочее давление - 53,0 кгс/см².

Пропускная способность - 22,0 млн тон в год.

Срок эксплуатации проектируемого участка нефтепровода - 33 года.

В качестве материала трубы принята сталь марки 17Г1С-У класса К52. Толщина стенки трубы основных участков принята равной 10 мм. Производство и приёмку работ проектируемого нефтепровода Ø820 вести согласно СП РК 3.05-101-2013 "Магистральные трубопроводы".

Минимальная температура монтажа трубопровода по условиям надежности (укладка в траншею с засыпкой грунтом) для участков III категории труб Ø820x10 - 15°C.

Сварочные работы вести по ГОСТ 5264-80 и ВСН 006-89 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка" автоматическим или полуавтоматическим способом, поточно-расчлененным методом, ручную дуговую сварку вести электродами типа Э-50А, ГОСТ 9467-75*. Монтажные сварные стыки магистрального нефтепровода подлежат контролю визуальным и инструментальным методом в объёме 100%, на участках III категории цифровым радиографическим методом в объёме 10%, цифровым ультразвуковым методом - 90%.

После монтажа провести очистку полости трубопровода в соответствии с ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.", калибровку с пропуском скребка-калибра, внутритрубную диагностику в соответствии с СТ 6636-1901-АО-039-5.002-2019 "Магистральные нефтепроводы. Диагностика и испытание линейной части".

После завершения операций по внутритрубной диагностике, трубопровод испытать на прочность и герметичность.

Произвести цикличное гидроиспытание с проведением необходимых строительно-монтажных и других работ для проведения испытания. Испытания вести в соответствии с ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание."

Давление испытания нефтепровода в нижней точке не должно превышать испытательного давления, гарантированного заводом-изготовителем труб.

На прочность гидравлическое испытание производится в течении 24 часов при давлении 1.1 P_{раб}, на герметичность гидравлическое испытание производится в течении 12 часов, осмотр - при снижении давления до P_{раб}. в течении времени, необходимом для осмотра участка.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов принято типа "усиленное", трубы поставляются в заводской изоляции (трехслойное полиэтиленовое покрытие), минимальная толщина покрытия - в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005. Сварные швы изолировать термоусаживающимися манжетами. Выполнить визуальный контроль 100% и инструментальный контроль 2% (а также в местах, вызывающих сомнения) термоусаживающихся манжет по методу А ГОСТ Р 51164-98.

Контроль состояния изоляционных покрытий осуществлять искровым дефектоскопом типа "Holiday Detector" (сплошность покрытия трубопровода перед укладкой в траншею),

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

искателем повреждений изоляции засыпанного трубопровода (отсутствие сквозных дефектов в изоляции), катодной поляризацией и приборами "UP-SCAN", "MoData".

Электрохимическая защита осуществляется подключением к существующей системе ЭХЗ. Техническое обслуживание проектируемого участка нефтепровода выполняется персоналом АО"КазТрансОйл".

Разработку грунта в местах приближения к действующим подземным коммуникациям разрешается вести механизированным способом на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций.

В местах пересечений с грунтовыми автодорогами предусмотрено устройство постоянных переездов с покрытием из дорожных плит.

Выводимый из эксплуатации участок МН "Павлодар-Шымкент" отключается приварными заглушками.

Работы по освобождению участка трубопровода от нефти, вырезка катушек, монтаж заглушек, а также подключение вновь смонтированного участка к действующему трубопроводу выполняется силами заказчика.

Вдоль трассы нефтепровода предусматриваются:

- закрепительные знаки (столбы высотой не менее 2,5 м), в местах поворота трассы;
- километровые знаки совмещенные с КИП;
- предупреждающие знаки, устанавливаемые на пересечениях с коммуникациями.

2.2 Участок 224,3 – 229 км

Разделом предусмотрена замена участка магистрального нефтепровода (МН) "Павлодар-Шымкент" диаметром 820 мм на участке 224,3 - 229,0 км (длина заменяемого участка 4,7 км).

Повороты трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях предусмотрены с применением отводов и упруго изогнутых участков.

Проектируемый трубопровод прокладывается на глубине не менее 1,0 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода, трасса пересекает автодорогу "Нур-Султан-Ерейментау-Щидерты" и железную дорогу "Павлодар - Нур-Султан" на перегоне Ерейментау - Екибастуз 1. Пересечение с указанными магистралями предусмотрено в соответствии с требованиями СП 3.05.101-2013 и Технических условий владельцев коммуникаций. Прокладка проектируемого нефтепровода с автодорогой и железной дорогой предусмотрена в защитном кожухе, прокладываемом методом горизонтально направленного бурения (ГНБ).

Рабочее давление - 53,0 кгс/см².

Пропускная способность - 22,0 млн тон в год.

Срок эксплуатации проектируемого участка нефтепровода - 30 лет.

Пересечения с коммуникациями предусмотрены в соответствии с действующими нормами и техническими условиями владельцев коммуникаций (см. список пересечений).

В качестве материала трубы принята сталь марки 17Г1С-У класса К52. Толщина стенки трубы основных участков принята равной 10 мм. На участке, прокладываемом методом ГНБ толщина стенки трубы основных участков принята равной 10 мм. Производство и приёмку работ проектируемого нефтепровода Ø820 вести согласно СП РК 3.05-101-2013 "Магистральные трубопроводы".

Минимальная температура монтажа трубопровода по условиям надежности (укладка в траншею с засыпкой грунтом) для участков II и III категории труб Ø820x10, Ø820x10 - 15°С.

Сварочные работы вести по ГОСТ 5264-80 и ВСН 006-89 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка" автоматическим или полуавтоматическим способом, поточно-расчлененным методом, ручную дуговую сварку вести электродами типа Э-50А, ГОСТ 9467-75*. Монтажные сварные стыки

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

магистрального нефтепровода подлежат контролю визуальным и инструментальным методом в объеме 100%, на участках, выполняемых методом ГНБ цифровым радиографическим методом в объеме 100%; на прочих участках II категории цифровым радиографическим методом в объеме 25%, цифровым ультразвуковым методом - 75%; участках III категории цифровым радиографическим методом в объеме 10%, цифровым ультразвуковым методом - 90%.

После монтажа провести очистку полости трубопровода, калибровку с пропуском скребка-калибра, внутритрубную диагностику, затем провести циклическое гидроиспытание (с выполнением необходимых строительно-монтажных и других работ) в соответствии с ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.", СТ 6636-1901-АО-039-5.002-2019 "Магистральные нефтепроводы. Диагностика и испытание линейной части".

На участках, прокладываемых закрытым способом (пересечение с железными дорогами общего пользования и автодорогами) гидравлическое испытание на прочность производится в 2 этапа. Первый этап - в течении 6 часов при давлении 1.5 Рраб, на герметичность гидравлическое испытание производится в течении 12 часов, осмотр - при снижении давления до Рраб. в течении времени, необходимом для осмотра участка. Второй этап - в составе смонтированного трубопровода. Давление испытания нефтепровода в нижней точке не должно превышать испытательного давления, гарантированного заводом-изготовителем труб.

После протаскивания трубопровода в защитный кожух и установки герметизирующих манжет провести проверку внутренней полости кожуха сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течении 6 часов.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов принято типа "усиленное", трубы поставляются в заводской изоляции (трехслойное полиэтиленовое покрытие), минимальная толщина покрытия - в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005. Сварные швы изолировать термоусаживающимися манжетами. Выполнить визуальный контроль 100% и инструментальный контроль 2% (а также в местах, вызывающих сомнения) термоусаживающихся манжет по методу А ГОСТ Р 51164-98.

Контроль состояния изоляционных покрытий осуществлять искровым дефектоскопом типа "Holiday Detector" (сплошность покрытия трубопровода перед укладкой в траншею), искателем повреждений изоляции засыпанного трубопровода (отсутствие сквозных дефектов в изоляции), катодной поляризацией и приборами "UP-SCAN", "MoData".

Электрохимическая защита осуществляется подключением к существующей системе ЭХЗ. Техническое обслуживание проектируемого участка нефтепровода выполняется персоналом АО "КазТрансОйл".

Разработку грунта в местах приближения к действующим подземным коммуникациям разрешается вести механизированным способом на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций.

Выводимый из эксплуатации участок МН "Павлодар-Шымкент" отключается приварными заглушками.

Работы по освобождению участка трубопровода от нефти, вырезка катушек, монтаж заглушек, а также подключение вновь смонтированного участка к действующему трубопроводу выполняется силами заказчика.

Вдоль трассы нефтепровода предусматриваются:

- закрепительные знаки (столбы высотой не менее 2,5 м), в местах поворота трассы;
- километровые знаки совмещенные с КИП;
- предупреждающие знаки, устанавливаемые на пересечениях с коммуникациями.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

3. Анतिकоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов

3.1 Участок 219,7 – 221,1 км

Электрохимическая защита проектируемого участка магистрального нефтепровода "Павлодар-Шымкент" Ø820 мм осуществляется существующей системой ЭХЗ. Для контроля и диагностики параметров электрохимической защиты проектом предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) на каждом километре МН, совмещенных с километровыми знаками.

Контроль защитного потенциала трубопроводов осуществляется применением медносульфатных электродов сравнения (МСЭ). Кабели от МСЭ и трубопроводов подключаются к клеммам КИП.

Медносульфатные электроды сравнения устанавливаются таким образом, чтобы дно корпуса находилось на 100-150 мм ниже глубины сезонного промерзания грунтов. Расстояние в свету между трубопроводом и электродом сравнения должно составлять 100 мм.

Электрохимзащита нефтепровода, выведенного из эксплуатации, обеспечивается протекторными установками, состоящими из одиночного магниевого протектора типа ПМ-20У и соединительного кабеля, на каждом 1000 м трубопровода. Расстояние от протекторов до трубопровода принято 5 м, глубина заложения - 2 м от поверхности земли. Для измерения величины тока протекторной установки соединительные кабели протекторов выводятся на клеммы существующих КИП на трубопроводе, выводимом из эксплуатации. При полном растворении протекторов необходимо заменить их.

Дренажные линии выполняются силовым бронированным кабелем с медными жилами типа ВББШвнг. Измерительные - контрольным кабелем с медными жилами типа КВВГнг.

Для присоединения кабелей к трубопроводу использовать электро-дуговую сварку. Для изоляции узлов присоединения применить битум марки БНИ-IV.

Ввод в эксплуатацию системы электрохимической защиты должен быть согласован с местной службой ЭХЗ.

3.2 Участок 224,3 – 229 км

Электрохимическая защита проектируемого участка магистрального нефтепровода "Павлодар-Шымкент" Ø820 мм осуществляется существующей системой ЭХЗ.

Для контроля и диагностики параметров электрохимической защиты проектом предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП), совмещенных с километровыми знаками, на каждом километре МН.

Контроль защитного потенциала трубопроводов осуществляется применением медносульфатных электродов сравнения (МСЭ). Кабели от МСЭ и трубопроводов подключаются к клеммам КИП.

Медносульфатные электроды сравнения устанавливаются таким образом, чтобы дно корпуса находилось на 100-150 мм ниже глубины сезонного промерзания грунтов. Расстояние в свету между трубопроводом и электродом сравнения должно составлять 100 мм.

Также согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, КИП устанавливаются на пересечениях с авто- и ж/д дорогами. Защита кожуха на переходах нефтепровода через авто- и ж/д дороги выполняется путем устройства регулируемой перемычки между трубопроводом и кожухом в блоке диодно-резисторном (БДР).

Защита нефтепровода, находящегося в зоне действия блуждающих токов, возникающих от рельсового электротранспорта, осуществляется системой дренажной защиты. В качестве электродренажной установки применяется поляризованный дренаж, обеспечивающий прохождение блуждающих токов с нефтепровода на рельсы и не

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

Лист

10

допускающий его в обратном направлении. Дренажный кабель типа ВБбШвнг, проложенный в траншее, присоединяется к минусовому проводу ВЛ АО "КТЖ".

Электрохимзащита нефтепровода, выведенного из эксплуатации, обеспечивается протекторными установками, состоящими из одиночного магниевого протектора типа ПМ-20У и соединительного кабеля, на каждом 1000 м трубопровода. Расстояние от протекторов до трубопровода принято 5 м, глубина заложения - 2 м от поверхности земли. Для измерения величины тока протекторной установки соединительные кабели протекторов выводятся на клеммы существующих КИП на трубопроводе, выводимом из эксплуатации. При полном растворении протекторов необходимо заменить их.

Дренажные линии выполняются силовым бронированным кабелем с медными жилами типа ВБбШвнг. Измерительные - контрольным кабелем с медными жилами типа КВВГнг.

Для присоединения кабелей к трубопроводу использовать электро-дуговую сварку. Для изоляции узлов присоединения применить битум марки БНИ-IV.

Ввод в эксплуатацию системы электрохимической защиты должен быть согласован с местной службой ЭХЗ.

Перечень видов работ для которых необходимо составление актов освидетельствования скрытых работ:

- установка МСЭ;
- установка протекторов;
- подземная прокладка кабеля.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

4. Электроснабжение

Данный проект разработан на основании Задания на проектирование и в соответствии с ГОСТ 21.101-97 "Основные требования к проектной и рабочей документации". Данным проектом предусмотрена прокладка резервного кабеля 10 кВ объекта: "МН "Павлодар-Шымкент". ПНУ. Замена трубопровода на затопляемых участках с общей протяженностью 10,6км (218-228,6км) ДУ 800".

Прокладка резервного кабеля 10 кВ выполнена кабелем марки ААБнЛГ 10 кВ 3х50, проложенным в траншее в трубе ПНД и в стальной трубе, а также в металлорукаве по существующим опорам 10 кВ. Монтаж стальной трубы под железной дорогой выполнить методом прокола. После прокола в стальную трубу вставляется труба ПНД. Подземную кабельную линию по всей трассе защитить сигнальной лентой.

Общая протяженность КЛ-10 кВ - 88м.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

5. Наружные сети связи

Раздел "Наружные сети связи" (НСС) рабочего проекта МН "Павлодар-Шымкент". ПНУ. Замена трубопровода на затопляемых участках с общей протяженностью 10,6 км (218-228,6 км) ДУ 800 выполнен на основании Задания на проектирование, Технических условий АО "КТЖ" №558-н от 10.02.2021, Технических условий АО "НК"КазАвтоЖол" №KZ32VAQ00001806 от15.02.2021г., и в соответствии с действующими нормативными документами.

Технологические решения приняты в соответствии с требованиями:
- "Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений".

Проект не содержит впервые разработанных конструкций, материалов, изделий, оборудования, приборов и технических решений.

В данном разделе проекта учтены виды работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ (акт на скрытые работы при прокладке подземной канализации сетей связи).

Основные проектные решения

Согласно выданных Технических условий проектом предусмотрено строительство обводного канала (через ж/д Нур-Султан - Павлодар ПК 103+81.0 (общая длина обводного канала 152м), через автодорогу "Нур-Султан-Ерейментау-Щидерты" ПК 100+19.74 АО "НК "КазАвтоЖол" (общая длина обводного канала 115м), для возможности организации связи в аварийных ситуациях.

Для организации обводных каналов предусмотрена укладка защитной полиэтиленовой (ПЭТ) гибкой двустенной (внутренний Ø40,0) трубы в защитном кожухе (внутренний Ø63,0) методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

Прокладку ПЭТ трубы Ø40,0 выполнить в траншее на глубине 1,2 метра, до ж/д полотна и подошвы автодороги, пересечение с ж/д путями и автодорогой выполнить на глубине не менее 3х метров от ж/д путей и от полотна автодороги.

Для обозначения выходов обводных каналов проектом предусмотрена закладка маркеров по обе стороны траншеи, а также установка железобетонных предупредительных столбиков с информационной табличкой.

Проектом предусмотрена затяжка стальной низкоуглеродистой оцинкованной проволоки Ø4мм в обводные каналы. Для герметизации предусмотрены заглушки для ПЭТ труб.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2611/1/20-ОПЗ

6. Организация строительства

Все строительные-монтажные работы выполнять по проекту производства работ (ППР), утвержденному руководителем организации, производящей работы и согласованному со всеми заинтересованными лицами и организациями в соответствующем порядке.

К производству работ допускаются работники:

- не младше 18 лет;
- прошедшие и признаны годными медицинской комиссией;
- с производственным стажем данного вида работ не менее 1 года;
- подтвердивших знание правил строительных норм и инструкций по охране труда и техники безопасности;
- имеющие соответствующее удостоверение, выданное компетентной инстанцией по прохождению обучения по промышленной безопасности;
- прошедшие инструктаж непосредственно на рабочем месте.

Лица, впервые выполняющие строительные-монтажные работы, должны иметь наставника из числа опытных рабочих или бригадира, назначенного приказом по организации для непосредственного надзора.

В соответствии с приказом руководителя организации, перед началом работ по демонтажу и строительству зданий и сооружений оформляется в установленном порядке выдача нарядов-допусков рабочим и специалистам, подтвердившим знания охраны труда и техники безопасности.

Работа грузоподъемных машин на объекте должна быть организована с соблюдением правил безопасности лицом из числа ИТР, ответственным за безопасное производство работ по перемещению грузов кранами.

При выполнении строительные-монтажных работ должны быть применены технологии, технические устройства и материалы, допущенные к применению на территории Республики Казахстан в установленном Законом порядке Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» от 03.04.12 г. № 314-2. Все оборудование, механизмы и инструменты, применяемые строительные-монтажных работах, должны быть сертифицированы, проверены в установленном порядке, находиться в исправном состоянии, иметь полный комплект разрешительной технической документации в соответствии с нормами и стандартами Республики Казахстан.

6.1 Организационные и подготовительные работы

Перед началом строительные-монтажных работ необходимо выполнить ряд работ по подготовке строительной площадки. В состав подготовительных работ входят:

- получение разрешения, в том числе акт передачи участка подрядной организации на проведение строительные-монтажных работ;
- отключение внутренних коммуникаций;
- проведение мероприятий, обеспечивающих защиту от пыли, кусков разбиваемого материала;
- обеспечение временного снабжения объекта водой и электроэнергией, предусматривается освещение площадки в темное время суток;
- установку предупреждающих знаков и защитных конструкций;
- устройство временного ограждения территории стройплощадки;
- определение зон складирования, зон отдыха рабочих;
- установить временное освещение строительной площадки;
- организовать проезды автотранспорта;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- доставку и размещение на территории стройплощадки мобильных (инвентарных) административных, производственных и санитарно-бытовых временных зданий и сооружений.

В случае необходимости включения дополнительно территории других (в том числе соседних) земельных участков в зону строительной площадки, Заказчик обязан получить согласие владельцев дополнительных территорий на их использование, или устанавливать необходимые сервитуты.

Работы, связанные с вскрытием поверхности в местах расположения действующих подземных коммуникаций, производятся с соблюдением специальных инструкций, установленных организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

В соответствии с действующими правилами охраны подземных коммуникаций Подрядчик обязан не позже, чем за три рабочих дня вызвать на место работ представителей организаций, эксплуатирующих действующие подземные коммуникации и сооружения. Представители эксплуатирующих организаций вручают исполнителю предписания о мерах по обеспечению сохранности действующих подземных коммуникаций и сооружений и о необходимости вызова их для освидетельствования скрытых работ и на момент обратной засыпки выемок.

Не явившиеся и не уведомившие об отсутствии на месте работ эксплуатируемых ими коммуникаций и сооружений организации, вызываются повторно за сутки с одновременным уведомлением об этом местных исполнительных органов, которые принимают решение о дальнейших действиях в случае повторной неявки представителей указанных организаций. До принятия соответствующего решения приступать к работам нельзя.

Ответственный производитель работ обязан проинструктировать машиниста землеройной машины о порядке разработки выемки и обозначить ясно различимыми из кабины знаками границы зоны, в пределах которой допускается механизированная разработка грунта. Оставшийся массив грунта, непосредственно примыкающий к подземному сооружению, разрабатывается вручную.

К первому этапу подготовительных работ следует отнести: подготовку технической, договорной и финансовой документации; решение основных вопросов, связанных с материально-техническим обеспечением строительства; составление проекта производства работ, согласованного со всеми субподрядными организациями и поставщиками; вынос трассы и всех сооружений в натуру; получение разрешения от всех эксплуатирующих подземные сооружения (коммуникации) организаций не только в месте раскопки, но и в местах складирования грунта и строительных материалов.

Ко второму этапу подготовительных работ относится: устройство временных сооружений, необходимых для производства работ; ограждение территории строительства; обеспечение строительства водой и электроэнергией, средствами связи, подъездными путями; освобождение трассы от строений и зеленых насаждений; снятие и складирование растительного слоя грунта.

Подготовительные работы, должны технологически увязываться с общими потоками основных строительно-монтажных работ и обеспечивать необходимый фронт работ строительным подразделениям. Завершение подготовительных работ фиксируют в общем журнале работ.

Производство основных строительно-монтажных работ разрешается начинать после завершения в необходимом объеме организационных подготовительных мероприятий.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

7. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Данный раздел выполнен в соответствии с нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций (далее ЧС) природного и техногенного характера. При подготовке раздела использованы следующие основные руководящие и нормативные документы, действующие в Республике Казахстан:

Закон Республики Казахстан №188-V «О гражданской защите» от 11.04.2014 года.

Закон направлен на:

- предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий;
- оказание экстренной медицинской и психологической помощи населению, находящемуся в зоне чрезвычайной ситуации;
- обеспечение пожарной и промышленной безопасности.

Закон определяет:

- основные задачи, организационные принципы построения и функционирования гражданской обороны Республики Казахстан, формирование, хранение и использование государственного материального резерва, организацию и деятельность аварийно-спасательных служб и формирований;
- защиту населения, окружающей среды и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций и последствий, вызванных ими, является одной из приоритетных областей проведения государственной политики;
- принципы и задачи аварийно-спасательных служб и формирований;
- порядок создания, состава, комплектования, деятельности, аттестации и финансирования, в том числе:
 - аварийно-спасательных служб и формирований на объектах;
 - участие аварийно-спасательных служб и формирований в ликвидации ЧС.

Основными принципами гражданской защиты являются:

- 1) организация системы гражданской защиты по территориально отраслевому принципу;
- 2) минимизация угроз и ущерба гражданам и обществу от чрезвычайных ситуаций;
- 3) постоянная готовность сил и средств гражданской защиты к оперативному реагированию на чрезвычайные ситуации, гражданской обороне и проведению аварийно-спасательных и неотложных работ;
- 4) гласность и информирование населения и организаций о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, принятых мерах по их предупреждению и ликвидации, включая ликвидацию их последствий;
- 5) оправданный риск и обеспечение безопасности при проведении аварийно-спасательных и неотложных работ.

Настоящий закон регулирует общественные отношения на территории Республики Казахстан по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Кодекс Республики Казахстан от 7 июля 2020 года № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» который устанавливает состояние здоровья населения, при котором отсутствует вредное воздействие на человека факторов среды обитания, и обеспечиваются благоприятные условия его жизнедеятельности.

Комплекс технических решений, заложенных в проекте направлен на предотвращение или исключение аварийных ситуаций в ПНУ базируется на следующих принципах:

- сведение к минимуму вероятности возникновения аварийных ситуаций, путем проведения комплексных инженерных мероприятий по защите объектов ПНУ от ЧС;
- обеспечение безопасности обслуживающего персонала, сведение к минимуму ущерба от загрязнения окружающей среды.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

От уполномоченного органа в области гражданской защиты РК информация поступает к руководству Павлодарского нефтепроводного управления (ПНУ), затем по подчиненности, ответственным руководителям подразделений. При этом для передачи информации в звене: местный орган ЧС - руководство ПНУ, используются средства радиосвязи и проводной связи.

Передача информации от руководства ПНУ до вышестоящего руководства осуществляется с использованием технических возможностей автоматизированной системы управления технологическими процессами, средств проводной связи.

Оповещение рабочих и служащих об угрозе возникновения ЧС осуществляется по решению руководителя с применением существующих технических средств оповещения:

- речевое оповещение по средствам блокоречевого оповещения «РУПОР» и акустических модулей «МА исп. 01»;
- сирена «Маяк-12 КП»;
- по телефону.

При угрозе возникновения ЧС органы управления ПНУ должны переключить условия работы на режим повышенной готовности. После поступления информации о такой угрозе должны быть приняты следующие меры:

- приведение в готовность формирований ГО и ЧС и органов управления объекта +0,2-0,5 часа;
- приведения в готовность системы связи и оповещения +0,2-0,5 часа;
- усиление (в 1,5-2 раза) круглосуточных дежурно-диспетчерских служб в центре управления, круглосуточного дежурства администрации +0,5-3 часа;
- осуществление сбора руководящего состава, уточнение или постановка задач +1-3 часа;
- информирование подчиненных, взаимодействующих организаций и представление докладов вышестоящим органам управления о сложившейся обстановке 0,2-3 часа;
- усиление контроля за состоянием окружающей природной среды и обстановкой на объектах 0,5-1 часа;
- уточнение плана действий по предупреждению и ликвидации ЧС +2-3 часа;
- прогнозирование возможного возникновения ЧС, их последствий и масштабов +1-2 часа;
- принятие неотложных мер по повышению устойчивости работы защитных сооружений и основных его элементов 0,5-1 часа.

К принимаемым неотложным мерам по защите рабочих и служащих относятся:

- подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты (СИЗ) +0,2-0,5 часа;
- приведение в готовность сил и средств, предназначенных для ликвидации последствий ЧС +0,2-2 часа;
- приведение в готовность пожарных команд +0,2-1 час.

С целью анализа сложившейся ситуации, предсказания и оценки возможного ущерба привлекаются специалисты отделов и служб администрации, члены регионального управления ЧС.

При необходимости созывается Комиссия по ликвидации ЧС (КЧС) с привлечением специалистов. При этом выполняются следующие мероприятия:

- устанавливается круглосуточный режим работы на объектах ПНУ в зоне ЧС;

Монтажные и ремонтные работы на электрических сетях и устройствах (или вблизи них), а также работы по присоединению и отсоединению проводов должны производиться при снятом напряжении и обеспечении мер безопасности определенных ПУЭ РК.

Электромонтеры, обслуживающие электроустановки, должны быть снабжены защитными средствами, прошедшими соответствующие лабораторные испытания и иметь допуск на электроустановках 3 группы до 1000 В.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

При выполнении монтажных работ учитываются общие правила работ по монтажу оборудования, выполнению кабельных проводок и подключению, установленных для электроустановок следующими документами:

- правила устройства электроустановок (ПУЭ РК);
- СН РК 4.04-07-2019 «Электротехнические устройства».

При проведении работ на взрывоопасных объектах необходимо руководствоваться требованиями СТ РК 2079-2010 «Магистральные нефтепроводы. Организация безопасного проведения газоопасных работ»:

- своевременный доклад вышестоящим органам управления об обстановке и проводимых мероприятиях, информирование подчиненного персонала, взаимодействующих организаций, местных органов государственного надзора;
- выдача средств индивидуальной защиты (СИЗ), медицинских и других средств защиты производственному персоналу;
- выдвижение оперативных групп из органов управления нефтепровода +0,2-1 часа;
- выдача средств индивидуальной защиты (СИЗ) и других средств, согласно таблице оснащения, личному составу сил ликвидации ЧС, организация их доставки в район ЧС +0,5-1,5 часа;
- при необходимости, укрытие персонала в защитных сооружениях +5-10 мин;
- организация и проведение спасательных и других неотложных работ С и ДНР (спасательные и другие неотложные работы) +3-4 часа;
- организация поддержки и обеспечение безопасности С и ДНР (спасательные и другие неотложные работы) +3-4 часа.

Поддержание готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- комплектование предприятия техническими средствами, приспособлениями, средствами жизнеобеспечения согласно таблице технической оснащенности;
- создание неснижаемого запаса оборудования, запасных частей и материалов;
- проведение плановых учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации аварий;
- запрещение использования аварийной техники и технических средств, для выполнения плановых работ.

7.1 Требования по обеспечению промышленной безопасности

Данный раздел выполнен в соответствии с нормами и правилами в области промышленной безопасности.

При подготовке раздела использованы следующие основные руководящие и нормативные документы, действующие в Республике Казахстан:

- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355) Введены в действия 19.04.2015 года.

Выполнение работ и применение технических устройств и материалов проводить согласно Закона РК «О гражданской защите» и требований промышленной безопасности.

Линейный магистральный нефтепровод «Павлодар-Шымкент» относится к ОПО, в соответствии с этим все монтажные работы, предусмотренные данным проектом необходимо выполнять в соответствии требованиям правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Промышленная безопасность обеспечивается комплексом мероприятий, в т.ч.:

- входным контролем используемых конструкций, изделий, материалов, технических устройств и др.
- контролем качества выполнения работ и технологических операций.
- ведением журнала входного контроля с оформлением акта проверки.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

Сроки и методы проведения работ, порядок их проведения, приемка в эксплуатацию должны выполняться в соответствии с Правилами.

По завершению работ необходимо внести изменения в Паспорт ОПО, в котором должны быть отражены все выполненные работы по техническому перевооружению.

Обеспечить применение технических устройств и материалов с наличием соответствующих разрешений на применение и экспертизы на территории Республики Казахстан согласно п. 3 статьи 16 закона РК «О гражданской защите».

«Согласно закона РК «О гражданской защите» лица, работающие на опасных производственных объектах обязаны проходить обучение и инструктаж, переподготовку, проверку знаний по вопросам пожарной и промышленной безопасности.

Подготовке подлежат технические руководители, специалисты и работники, участвующие в технологическом процессе опасного производственного объекта, эксплуатирующие, выполняющие техническое обслуживание, техническое освидетельствование, монтаж и ремонт опасных производственных объектов, поступающее на работу на опасные производственные объекты, а также аттестованных, проектных организаций и иных организаций, привлекаемых для работы на опасных производственных объектах».

7.2 Обеспечение действий сил ликвидации ЧС

Обеспечение действий сил ликвидации ЧС - это комплекс мероприятий, организуемых и осуществляемых в целях создания условий для успешного выполнения поставленных задач, по следующим направлениям: разведка, радиационная и химическая защита, инженерное, противопожарное, дорожное, гидрометеорологическое, техническое, материальное, транспортное, медицинское обеспечение и др.

Непосредственными организаторами являются члены КЧС (комиссия по чрезвычайным ситуациям), начальники отделов и служб, руководители специализированного аварийно-спасательного формирования.

7.2.1 Перечень мероприятий при ликвидации ЧС

7.2.1.1 Разведка

Основными задачами разведки являются:

- непрерывное наблюдение и контроль с целью выявления (установления) признаков опасности чрезвычайной ситуации или терроризма;
- при чрезвычайных ситуациях обеспечить определение границ очага бедствия и направления его распространения, определения объектов, которым непосредственно угрожает опасность;
- определение путей подхода техники к местам ведения спасательных работ;
- определение места аварий и их масштабы на технологических линиях и инженерно-технических коммуникациях;
- определение объемов, предстоящих спасательных и других неотложных работ.

7.2.1.2 Инженерное обеспечение

Основными задачами инженерного обеспечения являются:

- инженерная разведка местности и очагов поражения;
- инженерное оборудование эвакуационных пунктов;
- инженерное обеспечение действий сил гражданской обороны при проведении спасательных и других неотложных работ в очагах поражения, а также при ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий;
- оборудование пунктов водоснабжения и освещения мест проведения спасательных и других неотложных работ в очагах поражения;
- выполнение мероприятий по маскировке;
- организация инженерной защиты личного состава объекта в районе сосредоточения и в очагах поражения.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

7.2.1.3 Противопожарное обеспечение

Включает разведку, доступ к ресурсам в аварийной зоне, тушение (локализацию) пожаров, спасение людей, находящихся в горящих, загазованных, задымленных помещениях и территориях.

Для решения задач противопожарного обеспечения привлекается добровольное пожарное формирование, а также, по плану взаимодействия, противопожарная служба территорий (районов), где расположены объекты ПНУ.

7.2.1.4 Гидрометеорологическое обеспечение

Организуется в целях всесторонней оценки погодных факторов, своевременного прогнозирования гидрометеорологических процессов, оценки их возможного влияния на действия сил ликвидации ЧС. Основными задачами являются:

- подготовка и доведение до органов управления и сил ликвидации ЧС сведений о фактической и ожидаемой гидрометеорологической обстановке;
- краткосрочных и долгосрочных прогнозов;
- предупреждение об опасных явлениях природы;
- сбор данных по радиационной и химической обстановке, по проходимости местности и условия преодоления водных преград.

Данные гидрометеорологического обеспечения поступают в ПНУ от органов гидрометеослужбы области и передаются по существующим средствам связи.

7.2.1.5 Материальное обеспечение

Материальное обеспечение действий сил ликвидации ЧС решает задачи бесперебойного снабжения оборудованием, инструментом, средствами защиты, другими материальными средствами, необходимыми для ликвидации ЧС и жизнеобеспечения личного состава. Организует материальное обеспечение служба снабжения ПНУ.

7.2.1.6 Транспортное обеспечение

Решает задачи доставки людей, оборудования, материалов, эвакуации населения из зоны ЧС. Для выполнения этих задач привлекается транспорт территориальных подсистем ЧС.

7.2.1.7 Медицинское обеспечение

Основными задачами медицинского обеспечения являются:

- организация и проведение необходимых мер по медицинской защите населения, персонала и личного состава сил гражданской обороны;
- ведение медицинской разведки в случае заражений территории, окружающей среды, продовольствия и воды;
- проведение лечебно-эвакуационных, санитарно-гигиенических и противоэпидемиологических мероприятий при возникновении очагов заражения и в зонах чрезвычайных ситуаций;
- подготовка формирований Гражданской обороны, персонала объекта по оказанию экстренной медицинской помощи при чрезвычайной ситуации;
- организация снабжения медицинских формирований и учреждений службы экстренной медицинской помощи в ЧС, сил гражданской обороны медицинским, санитарно-хозяйственным и специальным имуществом.

7.2.1.8 Информационное обеспечение

Основными задачами информационного обеспечения являются:

- оповещение производственного персонала в случае возникновения чрезвычайной ситуации техногенного и природного характера;
- оповещение ответственных руководителей объекта о характере чрезвычайной ситуации и масштабах, а также органов государственного контроля, предприятий и населения;
- развертывание средств связи в зоне и эвакуационных пунктах, а также местах рассредоточения сил и средств Гражданской обороны;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- систематическое информирование местных органов государственной власти о ходе работ по ликвидации чрезвычайной ситуации.

7.3 Требования к передаваемой при оповещении информации

Сообщение об аварии или чрезвычайной ситуации, передаваемая по каналам связи, должна содержать краткую и четкую информацию:

- о месте возникновения аварии или ЧС;
- о сути и характере аварии или ЧС;
- о возможных зонах поражения;
- о принятых мерах по локализации и ликвидации аварии;
- о необходимой помощи для ее устранения.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

Схема и порядок оповещения при аварии на объектах Павлодарского НУ

Обнаружение аварии, пожаров, угрозы возникновения или возникновения чрезвычайных ситуаций

- Группой патрулирования работниками АВП, ЭХЗ, ТМ (объезд трассы МН и т.д.);
- При авиапатрулировании бортоператором;
- Другими работниками служб ПНУ (при выполнении работ на трассе МН);
- Патрульными группами при патрулировании МН работниками службы охраны;
- с помощью системы диспетчерского контроля и управления (при изменениях технологических параметров перекачки);
- Операторами Павлодарского НУ

Главное диспетчерское управление

АО «КазТрансОйл»

Главный диспетчер ГДУ

т.г. 8(7172) 555-224;

т.м. 20-75-224

Диспетчер ГДУ технологического участка № 7

т.г. 8(7172) 555-257;

т.м. 20-75-257

Единый экстренный номер

т.г. 8(7172) 555-222;

Начальник смены ГНПС «Павлодар»

т.г. 8 (7182) 734-335; 734-364

т.м. 20-22-335; 20-22-364;

р/с 40-22-632

Оператор ГНПС «Павлодар»

т.г. 8 (7182) 734-321; 734-213

т.м. 22-321; 22-213;

р/с 40-22-218

В зависимости от степени аварийной ситуации:

Ответственный Комитета индустриального развития и промышленной безопасности

МИР РК по г. Павлодар:

т.г. 8 (7182) 64-40-96

)32-36-92; 53-57-49

Управление ЧС г. Павлодар 8 (7102) 32-62-73

ГУ «Служба пожаротушения и аварийно-спасательных работ» Павлодарской области - 101; (7182) 64-40-36, 64-40-46

Оперативно-спасательный отряд

– Дежурный (диспетчер): 8(7182) тел. 61-81-72

Центр медицины и катастроф

8(7182)321841

Руководство т.м. 20-21-221

Отдел ПБ, ОТ и ОС Павлодарского НУ

т.м. 20-21-203; 20-21-1255; 20-21-229

пожарное депо т.м. 20-22-301

Служба скорой медицинской помощи

т.г. 103

Департамент экологии по Павлодарской обл

т.г. +7(7182) 53-29-10, 53-56-49; +7(7182)

52-29-99 Департамент комитета ГСЭН МЗ

РК г. Павлодар

т.г. +7 (7182) 55-39-14; 55-17-11

Руководство ПНУ

Ответственный руководитель по ликвидации аварии:

т.г. 8(7182) 53-21-82

8(7182) 733-221;

87182733-228

т.м. 20-21-220, 21-221, 21-228

р/с 40-22-228

Ответственный за извещение об аварии:

т.г. 8(7182) 733-276, 87182733-288

т.м. 21-276, т.м. 21-288

ОАВП (АВП) ПНУ

Сбор инструмента и оборудования

Выезд аварийной техники и

бригад АВП на место аварии

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЯ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2611/1/20-ОПЗ

Утверждаю
Заместитель
генерального директора
АО «КазТрансОйл»



С. Арынов

«16» 11 2020 год

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по объекту: «МН «Павлодар-Шымкент». ПНУ. Замена трубопровода на затопляемых участках с общей протяженностью 10,6км (218-228,6км) ДУ 800»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание требований
1.	Основание для проектирования	План ПИР 2020-2021 годы
2.	Вид строительства	Реконструкция
3.	Стадийность проектирования	Рабочий проект
4.	Требования по вариантной и конкурсной разработке.	Не требуется
5.	Особые условия строительства	Строительство в условиях действующего предприятия. Территория участка расположена вдоль МН «Павлодар-Шымкент» 218-228,6км. Имеются пересечения с автомобильным коридором «Центр-Восток», участок автомобильной дороги «Астана-Еремантау-Щидерты» и с электрифицированной железнодорожной линией «Нур-Султан - Павлодар». По причине мелкосопочного рельефа в период весеннего паводка на данном участке происходит скопление талых вод с продолжительностью высыхания более 1 месяца.

6.	<p>Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа.</p>	<p>Месторасположение объекта: Павлодарская область, сельская зона города Экибастуз, Бозшакольский с/о МН «Павлодар-Шымкент» Д 820мм, Год ввода в эксплуатацию 1983год, проектная производительность 22 млн. т/год; давление 5,3 МПа.</p>
7.	<p>Основные требования к инженерному оборудованию и проектированию</p>	<p>Проектом предусмотреть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие разрешения на применение оборудования и материалов на опасных производственных объектах, выданное уполномоченным государственным органом РК в области промышленной безопасности; 2. Максимальное использование основных материалов, изделий, конструкций и оборудования казахстанского производства; 3. При проектировании для средств измерений необходимо учесть соответствие следующим параметрам: <ul style="list-style-type: none"> - внесены в реестр ГСИ РК; - отградуированы в единицах измерений международной системы единиц «SI»; 4. Технические решения и оборудование в соответствии с действующими требованиями стандартов, правил, СН, СНиП, НТД, действующими типовыми решениями Общества и законами РК; 4. Замену участков трубопроводов согласно технических требований Приложения №1. 6. Раздел системы связи согласно технических требований Приложения №2. 7. Технические спецификации и опросные листы на оборудование, запорную арматуру, устройства и материалы в объеме достаточном для заказа на изготовление. Опросные листы на оборудование предварительно согласовать с Заказчиком. 8. Определение фактической протяженности заменяемых участков. 9. Сметную документацию выполнить

		ресурсным методом в ресурсной сметной нормативной базе «РСБН РК-2015» в текущих ценах. 10. Разработку сметы по вводу объекта в эксплуатацию.
8.	Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции.	Согласно действующим нормативным документам РК.
9.	Требования к технологии, режиму предприятия	Режим работы нефтепровода круглосуточный
10.	Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям с учетом создания доступной для инвалидов среды жизнедеятельности.	Проектом предусмотреть: 1. Замена участка МН «Павлодар-Шымкент» Д 820мм на участке 218-228,6км согласно Приложения №1-2. 2. Вывод в безопасное состояние участков трубопровода выведенных из эксплуатации. 3. Восстановление нарушенных земель. 4. Пересечения с действующими коммуникациями и инженерными сетями согласно требованию норм
11.	Требования и объем разработки организации строительства.	Согласно действующим нормативным документам РК.
12.	Выделение очередей, в том числе пусковых комплексов и этапов, требования по перспективному расширению предприятия.	Не требуется
13.	Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	Согласно действующим нормативным документам РК.
14.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда.	Согласно действующим нормативным документам РК.
15.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению ЧС.	Согласно действующим нормативным документам РК.

16.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ.	Не требуется
17.	Требования по энергосбережению	Согласно Закона РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности». Согласно действующим законодательным актам РК, стандартам, нормам и правилам.
18.	Состав демонстрационных материалов.	Не требуется
19.	Состав выполняемых работ	<p>1. Сбор исходных данных, обследование площадки проектирования, предоставление отчета об обследовании. Инженерные изыскания в объеме достаточном для проектирования. Объемно-планировочные и конструктивные решения согласовать с Заказчиком.</p> <p>2. Рабочий проект должен быть выполнен в соответствии СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» по составу и содержанию проектной документации при одностадийном проектировании.</p> <p>3. Проект согласовать с заинтересованными подразделениями Заказчика, Организациями владельцами пересекаемых коммуникаций, Департаментом комитета индустриального развития и промышленной безопасности МИИР РК по Павлодарской области.</p> <p>4. Обеспечить своевременное внесение в Рабочий проект изменений и дополнений, возникающих в процессе его согласования, и предоставление ответов на замечания комплексной вневедомственной экспертизы. Сдать</p>

Заказчику укомплектованный РП после получения заключения комплексной вневедомственной экспертизы с рекомендацией к утверждению, проведенной в соответствии с «Правилами проведения комплексной вневедомственной экспертизы», утвержденных Приказом Министерства национальной экономики РК 01 апреля 2015 года №299.

5. Документация передается заказчику в 3-х экземплярах на русском языке и размещается в системе электронного архива в следующих форматах (информация, передаваемая в электронном виде, не должна иметь защиты от копирования):

- Табличные данные должны быть в формате MS Excel (*.xls);

- Чертежи, схемы и др. графическая информация должны быть в формате CAD (*.dxf.dwg*.dgn) и PDF;

- Картографическая информация должна быть в формате ESRI (*.shp*.cov) с атрибутивной базой данных, выполненной в системе координат UTM WGS-84 с набором стилей и условных обозначений;

- растровые данные (фотографии, изображения и т.п.) должны быть представлены в форматах BIL, BMP, GeoTIFF, TIFF, GeoGIF, GIF, JPEG, MrSID с учетом поддержки алгоритмов сжатия LZW, JPEG, Wavelet;

- растровые данные, такие как аэрофотоснимки, космические снимки должны быть представлены в тех же форматах как и первые, но с обязательным условием географической регистрации в системе координат UTM WGS-84.

6. Информация, передаваемая в электронном виде не должна иметь защиты от копирования и редактирования.

20	Сроки выполнения	2020-21 год
----	------------------	-------------

Подписи:

Начальник ПНУ



А. Бешимов

Главный инженер ПНУ



Е. Асенов

Начальник СЭМТ ПНУ



Д. Толоконников

Инженер СКСиКР ПНУ



Ж. Исагулов

**И.о. главного энергетика –
начальника СГЭ ПНУ**



Р. Валиев

Ведущий инженер САСУ ТП ПНУ



С. Жангазиев

Ведущий инженер по связи ПНУ



А. Бахралинов

Начальник ОПБ, ОТиОС ПНУ



А. Ольков

Согласовано в АУ Общества:

Директор департамента инжиниринга



А. Анискин

Директор департамента эксплуатации



Н. Кушжанов

Директор департамента АСУТП и МО



И. Иргалиев

**Директор департамента
телекоммуникации**



Б. Жаксылыков

Директор департамента ПБ, ОТ и ЧС



А. Кабулов

Директор департамента КС и КР



А. Имангалиев




Приложение №1
«МН «Павлодар-Шымкент». ПНУ.
Замена трубопровода на затопляемых
участках с общей протяженностью
10,6км (218-228,6км) ДУ 800»

Технические требования к разделу «Технологической части»

Проектом предусмотреть:

1. Трубу Ø820 мм по ГОСТ 20295-85 с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа из 3-х слойного полиэтилена. Прокладку трубопровода выполнить подземно. Глубину заложения определить проектом, но не менее 1 метра от верхней образующей трубопровода.
2. Марку стали трубопровода, класс прочности (не менее K52), толщину стенки, а также фасонные изделия определить проектом, но не менее чем на рабочее давление 5,5 МПа и согласовать с Заказчиком.
3. Обустройство защитного обвалования (кроме земель сельхозугодий), высоту определить проектом.
4. Точки подключения (захлестов) проектируемого трубопровода к действующему нефтепроводу предусмотреть на прямолинейном участке, на минимальном расстоянии от существующего нефтепровода.
5. Работы по монтажу, сварке, контролю и гидроиспытанию выполнить в соответствии действующими нормативными документами РК.
6. Протяженность замены участков трубопровода определить проектом с учетом затапливаемых участков (отсутствие проезда длительный период времени) и технического состояния магистрального нефтепровода. В случае уменьшения протяженности замены участков, предусмотреть замену с разбивкой на участки, при этом предусмотреть замену трубопровода на пересечении с автомобильными и железными дорогами. Рассмотреть вопрос переноса проектируемого участка трубопровода на не затапливаемые участки.
7. Пересечение с автомобильными и железными дорогами выполнить в защитном кожухе (согласно выданных ТУ и требований ЭХЗ, СП РК 3.05-101-2013), с применением опорных колец ПМТД тип 1 (с опорами скольжения из диэлектрического материала), выполнить герметизацию концов кожуха манжетой герметизирующей тип 1 в укрытии.
8. Изоляцию сварных стыков определить проектом.
9. Входной контроль труб, соединительных деталей и их изоляции до монтажа контролем ВИК и УЗК, а также визуальный контроль околошовной зоны до нанесения изоляции.

10. Проведение 100% визуального контроля перед проведением УЗК и РГ контроля сварных соединений.
11. 100% контроль сварных швов методами ВИК и РГК. Дополнительно 100% ультразвуковой контроль сварных швов соединительных деталей.
12. 100% визуальный и инструментальный контроль качества монтажа изоляционного материала на сварных швах.
13. Цифровой радиографический контроль сварных стыков, в т.ч.: цифровое изображение объекта контроля в документируемом формате «DICONDE», с фиксацией координат точек контроля датчиком GPS.
14. Приборный контроль изоляции перед укладкой трубопровода в траншею электроискровым дефектоскопом Holiday detector.
15. Контроль качества изоляционного покрытия вновь вводимых участков трубопровода методом катодной поляризации и приборный контроль после укладки и засыпки трубопровода в траншею грунтом.
16. Очистку внутренней полости нефтепровода с пропуском ОУ до гидроиспытания и в два раза после гидроиспытания.
17. Калибровку внутренней полости участков нефтепровода с пропуском скребка-калибра.
18. Гидравлическое испытание участков нефтепровода на прочность.
19. Гидравлическое испытание участков нефтепровода на герметичность.
20. Обеспечение водой для проведения гидроиспытаний, сброс использованной воды и ее утилизацию после испытаний.
21. Гарантированный срок трубопровода не менее 5 лет.
22. Устройство переездов, для проектируемого нефтепровода, через трубопровод бетонными дорожными плитами, размером не менее 3х6м и толщиной не менее 0,2 метра с установкой информационных и предупредительных знаков, с соблюдением расстояния между верхней образующей трубопровода и нижней образующей плит 1,4 метра с учетом погодных-климатических факторов. Места обустройства и количество переездов согласовать с Заказчиком.
23. Типы укрепления откосов земляного полотна и водоотводных сооружений, которые должны соответствовать условиям работы укрепляемых сооружений, учитывать свойства грунтов, особенности погодных-климатических факторов, конструктивные особенности земляного полотна, обеспечивать возможность механизации работ и минимум приведенных затрат на строительство и эксплуатацию. При выборе вида укрепления следует разрабатывать варианты и учитывать условия и время производства работ по сооружению земляного полотна и его укреплению.
24. Устройство вдольтрассового грунтового проезда на участке 219,5-226,5км с применением технологии укрепления грунтов (по необходимости). Планировка с уплотнением существующей вдольтрассовой дороги автогрейдером и дорожными катками с двух сторон от оси магистрального нефтепровода на участке 218-219,5 и 226,5-228,2км.
25. Строительство защитных сооружений вблизи населенных пунктов и водоемов (при необходимости).

26. Установку километровых знаков совмещенных с КИК, опознавательных и предупреждающих знаков с необходимой информацией, по всей трассе проектируемого трубопровода. Тип покрытия и исполнение надписей на знаках выполнить из высокопрочного материала, по согласованию с заказчиком.
27. Устройство обвалования, «мягкой» постели под трубопроводом, с предварительной утрамбовкой и засыпкой мягким грунтом.
28. Сейсмоустойчивость МН согласно сейсмоактивности региона.
29. Определить проектом срок эксплуатации объектов строительства (в соответствии с требованием Закона РК «О магистральном трубопроводе» ст.21 п.3).

Электроснабжение:

Проектом предусмотреть:

1. Перенос участка ВЛ 10 кВ, (при необходимости);
2. Молниезащиту и заземление рассчитать проектом.

Электрохимзащита:

Проектом предусмотреть:

1. В качестве преобразователей катодной защиты модульные комплексы оборудования с импульсными или инверторными преобразователями, обладающие 100% резервированием, сбором и передачей данных по цифровому интерфейсу RS-485 в систему телемеханики.
2. Расчёт зоны (плеч) электрохимической защиты с учетом типа изоляции трубопровода, установка катодной защиты должна иметь запас по мощности не менее 35%. Мощность станции катодной защиты определить проектом, согласно выполненным расчетам.
3. Размещение станции катодной защиты в ПКУ (при необходимости).
4. Контуры защитных заземлений технологического оборудования, которые не должны оказывать экранирующего влияния на систему ЭХЗ подземных коммуникаций. Заземление должно быть выполнено из оцинкованной стали.
5. Кабельные линии на вводе в блок станции катодной защиты, также у основания опор ВЛ анодных заземлителей (не менее 4м от основания) должны быть защищены от механических повреждений.
6. Кабельные линии на анодные заземления силовым кабелем с медными жилами с изоляцией, не распространяющий горение и в бронированном исполнении (сечение согласно расчетам, но не менее 35мм²).
7. Кабельные линии к точке дренажа выполнить силовым кабелем с медными жилами с изоляцией, не распространяющий горение и в бронированном исполнении (сечение согласно расчетам, но не менее 35мм²).

8. Кабельные линии для контроля защитного потенциала трубопровода от станции катодной защиты до КИП, выполнить кабелем типа КВВГнг (сечение согласно расчетам, но не менее - 1х6мм², КВВГэ сечением 4х6мм²).

9. Подключение преобразователей к питающей сети силовым кабелем с медными жилами с изоляцией, не распространяющей горение и в бронированном исполнении, с сечением не менее 3х10мм².

10. При прокладке кабеля ЭХЗ в грунте маркер для обозначения кабельных трасс и в случае необходимости предусмотреть механическую защиту кабеля.

11. Количество и размещение КИП согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, а также:

- в местах пересечения с другими подземными стальными трубопроводами;
- на пересечениях с авто- и ж/д дорогами;
- с обеих сторон крупных водных переходов;
- с обеих сторон крановых узлов;
- в местах пересечения и сближения с ВЛ-110кВ и выше;
- в месте установки электроизолирующей вставки;
- в точках дренажа УКЗ и УДЗ на трубопроводе.

12. При пересечении (сближении) с ВЛ-110кВ и выше устройства типа КИП с устройством защитно-заземляющим.

13. Двухкорпусные неполяризуемые электроды сравнения длительного действия с индикатором коррозии и датчиком поляризационного потенциала.

14. В качестве электродов анодного заземления малорастворимые электроды марки АЗГК-2 со сроком службы не менее 25 лет.

15. Тип анодного заземления (поверхностное, глубинное) исходя из местных условий, с учетом литологии, агрессивности грунтов и отсутствию вредного влияния на другие коммуникации. Предпочтение отдавать глубинным анодным заземлителям. Для регулирования тока элементов анодного заземления или точек дренажа блок совместной защиты прямой или обратной проводимости.

16. ЭХЗ с учетом действующей электрохимической защиты соседних трубопроводов и перспективного строительства рядом располагающихся подземных металлических сооружений.

17. Кабельные присоединения к действующим трубопроводам приваркой, вид сварки определить проектом.

18. На применяемые в проекте материалы и оборудование систем ЭХЗ согласование с Заказчиком на начальной стадии проектирования.

19. Безаварийную работу противокоррозионной защиты в течение всего эксплуатационного срока.

20. Электрохимзащиту участков трубопровода выведенного из эксплуатации.

21. Расчет электрохимической защиты проектируемого участка нефтепровода.

22. Монтаж постоянных реперов через каждые 5км трассы трубопровода. Привязка реперов к Балтийской системе высот.

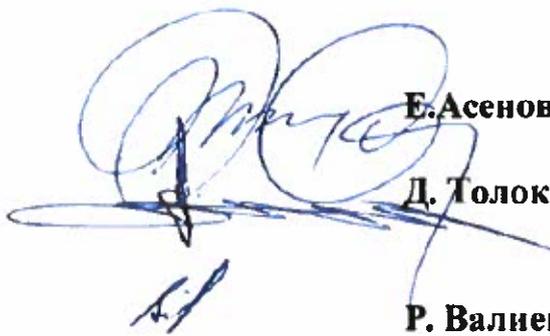
23. Срок эксплуатации объектов строительства (в соответствии с требованием Закона РК «О магистральном трубопроводе» ст.21 п.3).

24. Унификацию проектируемого и фактически эксплуатируемого оборудования.

Главный инженер ПНУ

Начальник СЭМТ ПНУ

И.о. главного энергетика –
начальник СГЭ ПНУ

Handwritten signatures in blue ink, including a large signature at the top and a smaller one below it.

Е. Асенов

Д. Толоконников

Р. Валиев

Согласовано:

Директор департамента эксплуатации

Handwritten signature in blue ink.

Н. Кушжанов

Four handwritten signatures in blue ink at the bottom of the page.

**Приложение №2
«МН «Павлодар-Шымкент». ПНУ.
Замена трубопровода на
затопляемых
участках с общей протяженностью
10,6км (218-228,6км) ДУ 800»**

**Технические требования
к разделу «Производственно-технологическая связь»**

Объемы по разделу «Производственно-технологическая связь» (далее – ПТС) выполняются в соответствии с требованиями СТ АО 38440351-4.012-2008 Магистральные нефтепроводы. Производственно-технологическая связь на объектах».

Все технические решения по связи необходимо согласовывать с департаментом телекоммуникаций и инженерами по связи соответствующих обособленных структурных подразделений АО «КазТрансОйл».

В целях унификации с существующим оборудованием и системами ПТС, при проектировании необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1. В местах пересечения с автодорогами и ж/дорогами предусмотреть прокладку резервной полиэтиленовой трубы (ПЭТ) Ø40 мм методом ГНБ. Защитную полиэтиленовую трубку (ПЭТ) Ø40 мм., проложить в ПЭТ Ø63 мм, используемую в качестве защитного футляра на участке пересечения с автодорогами и ж/дорогами на расстоянии не менее 2м от оси существующего кабеля ВОЛС.

2. Затянуть стальную проволоку ф4мм внутрь резервной трубы.

3. На месте выхода резервных трубок установить замерные столбики.

Ведущий инженер службы связи ПНУ

А. Бахралинов

**Директор департамента
телекоммуникации**

Б. Жаксылыков