

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

[illegible]

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Введение

Раздел «Технологические решения» рабочего проекта «Нефтепровод от месторождения Морское до ПССН Каратон» Атырауская область Жылыойский район» разработан на основании договора и задания на проектирование выданных АО «Кожан».

Вид строительства – Новое строительство.

Исходные данные для проектирования:

- Задание на проектирование, выданных АО «Кожан»;
- Отчет топогеодезических изысканий по рабочему проекту: «Нефтепровод от месторождения Морское до ПССН Каратон» Атырауская область Жылыойский район», выполненной ИП «GEOхyz»;
- Технический отчет инженерно-геологических изысканий по рабочему проекту: «Нефтепровод от месторождения Морское до ПССН Каратон» Атырауская область Жылыойский район» выполненной _____.

В настоящем разделе изложены технологические решения по «Нефтепровод от месторождения Морское до ПССН Каратон» Жылыойского района Атырауской области» с соблюдением нормативных требований РК в области строительства.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2012 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов»
- ВСН 011-088 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

4.2 Проектные решения

4.2.1 Основные проектные решения

Целью настоящего проекта является строительство нефтепровода от м/р Морское до центрального ПССН «Каратон».

Проектируемый трубопровод предназначен для перекачки товарной нефти (рабочее давление 100 Атм) от УПН м/р «Морское» до пункта сбора и сдачи нефти «Каратон», где находится два вертикальных стальных резервуара, объемом 2000 м³ и далее направляется на сдачу в систему АО «КазТрансОйл».

- Строительство нефтепровода Ø159х8мм. L=60000м.;
- Монтаж охранных колодцев размером 3х3 (м) в количестве – 5 ед.;
- Монтаж печи подогрева нефти ПНК-1,9 – 2 ед.;
- Монтаж насосной станций для внешней перекачки товарной нефти ЦНС-63/1050 – 2ед.;

Проектируемый нефтепровод запроектирован от точки подключения ТП-1 на территории УПН «Морское», конец трассы нефтепровода ТП-2 является существующие входные

Взаи. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							05-2025-01-ТХ.ПЗ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

(ГИС карта), где с помощью опции ввода координат в качестве источника был указан УПН «Морское», конечная точка нефтепровода – ПССН «Каратон».

Полученные результаты гидравлического расчета приведены в таблице 3.2.1.3
Таблица .2.1.3 Результаты гидравлического расчета

Объект	УПН «Морское»- ПССН «Каратон»
Материальное исполнение	СВТ трубы
Протяженность	60000м
Высота, м	4,7
Давление, Атм	56,7
Температура, °С	80
Скорость потока, м/с	1,2
Содержание потока жидкости, %	100
Объем потока жидкости, т/сут	1200
Внутренний диаметр, мм	150
Обводненность, %	0

4.2.2 Технологическая схема

Проектируемая линия берет начало в точке подключения от существующих РВС на УПН «Морское». Далее линия следует в надземном исполнении до площадки ЦНС-63/700 и до ПНК-1,9. Проектируемый нефтепровод с рабочим давлением 5,67 МПа и температурой 80 °С, согласно проекту запроектирован из стеклопластиковых труб Ø159х8 мм. Проектируемый нефтепровод от УПН «Морское» до ПССН «Каратон» снабжен охранной отсекающей арматурой в колодцах на ПК50, ПК123, ПК190, ПК265+38, ПК331. Протяженность нефтепровода составляет – 60000м.

Далее линия следует до точки подключения к РВС на территории ПССН «Каратон» в надземном исполнении.

Точки подключения нефтепровода в начале и конце трассы приняты согласно Техническому условию выданное АО «Кожан».

Началом трассы нефтепровода является существующий резервуар вертикальный стальной РВС-2000 м³ на территории УПН «Морское».

Давление в начале подключения Р_{раб.}= 5,67 МПа (Р_{расч.} = 6,5 МПа)

Конец трассы нефтепровода является существующий резервуар вертикальный стальной РВС-2000 м³ на территории ПССН «Каратон».

Давление в конце подключения Р_{раб.}= 0,1Мпа (Р_{расч.} = 1,6МПа)

Таблица 3.2.2.1 – Точки подключения

Поз.	Наименование	Ду сущ. труб.	Ду проект. труб.
Т.под№1	Подключение к существующей линии от РВС на УПН «Морское»	150	150
Т.под№2	Подключение к существующей линии от РВС на ПССН «Каратон»	150	150

4.2.3 Промысловый нефтепровод

Промысловый трубопровод для транспортировки нефти выполнен из стеклопластиковых труб Ø150х8 мм. Протяженность нефтепровода составляет – 60000м, глубина прокладки трубопровода 1,8 м до верха трубы, под основанием трубопровода выполнить подушку из мягкого грунта высотой 0,1 м, для обратной засыпки использовать мягкий грунт без твердых включений на высоту 0,2 м от верха трубы.

Взаи. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						05-2025-01-ТХ.ПЗ	Лист
							26
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Участок трубопровода необходимо проложить без крутых изгибов, углы поворота выполнены из гнутых отводов в соответствии с ТУ 51-515-91.

По трассе трубопровода необходимо предусмотреть установку опознавательных знаков:

- на расстоянии не более 1 км друг от друга;
- на углах поворота трассы в горизонтальной плоскости;
- на пересечениях трубопровода с существующими коммуникации.

Проектируемый нефтепровод пересекает следующие коммуникации:

- Надземные ВЛ ЛЭП 6/10/110/220 кВ. Пересечения для линий 110кВ и 220кВ выполнены методом ГНБ (Горизонтальное наклонное бурение) по обе стороны по 25м. от оси. Для прокладки трубопровода методом ГНБ должно быть разработан стартовый и приемный котлован с размером 3х2 и 2х2 глубиной до 2 м. В проекте предусмотрен защитный кожух из стали Ø325х8,0 по обе стороны по 25 м. от оси ВЛ. При пересечении нефтепровода с линией 6кВ и 10кВ прокладка выполнена открытым способом.
- Существующий магистральный нефтепровод. Во избежание повреждения подрядчику необходимо уточнить точную глубину. При прокладке проектируемого нефтепровода под магистральным нефтепроводом предусмотреть кожух из стали Ø325х8,0 длиной 33м, так как рядом с нефтепроводом расположена грунтовая дорога.
- Кабель связи (ВОЛС). Во избежание повреждения необходимо уточнить точную глубину залегания. Все работы в охранной зоне (2 метра от оси нефтепровода и ВОЛС) предусматривают исключительно ручную без применения механизмов и ударных инструментов.
- Существующий магистральный водовод. Пересечение выполнено открытым способом. Во избежание повреждения водовода необходимо уточнить точную глубину залегания. Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м. по обе стороны от оси действующего водовода производить только ручную. Вскрытые места обозначить предупредительным знаком.
- При пересечении с автодорогами предусмотрен защитный кожух из стали Ø325х8,0.

Пересечения проектируемого нефтепровода с действующими трубопроводами предусмотрена под углом не менее 60°.

При пересечении нефтепровода с существующими коммуникациями разработка грунта ручную по 2 м в каждую сторону. Пересечение с коммуникациями произведено согласно с ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов» и соблюдением технических условия выданных владельцем коммуникации.

Таблица .2.3.1 Объемы контроля сварных соединений

поз	Класс трубопровода	Категория участков и трубопроводов	Количество сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, %			
			Всего	Радиографический, не менее	Ультразвуковой	Магнитографический
1	III	I	100	25	остальное	
2		II	25	10	остальное	
3		III, IV	10	5	остальное	

Взаи. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	05-2025-01-ТХ.ПЗ	Лист 27

По окончании монтажа стальные промышленные трубопроводы подлежат очистки полости и испытанию согласно СП РК 3.05-103-2014. Очистку полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств.

Испытания на прочность и проверку на герметичность трубопровода следует производить гидравлическим или пневматическим способом. Величину испытательного давления на прочность для выкидных трубопроводов принять согласно СП РК 3.05-103-2014 пункт 8.7, таблица 6 представлена в таблице 3.2.3.2.

Таблица 3.2.3.2 Параметры испытания на прочность участков промышленных трубопроводов

поз	Категория		Этапы испытания на прочность	Давление в верхней точке	Продолжительность, ч
При гидравлическом испытании					
1	II и IV	Трубопроводы и их участки, кроме указанных выше	В один этап одновременно со всем трубопроводом	1,1 Р _{раб}	24
При пневматическом испытании					
2	II и IV	Трубопроводы и их участки, кроме указанных выше	В один этап одновременно со всем трубопроводом	1,1 Р _{раб}	12

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего 1,2 МПа, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 24 ч.

Допускается повышение испытательного давления до величины, вызывающей напряжение в металле труб не более 0,95 предела текучести.

Монтаж трубопроводов производить согласно СП РК 3.05-103-2014, ВНТП 3-85, а также инструкций поставщиков труб.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры-матами минераловатными прошивными в обкладке из металлической сетки S_{из}=60мм. Покровный слой – сталь оцинкованная, толщиной -0,5-0,8мм.

Защита стальных трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

В местах соединения стальной и стеклопластиковой частей трубопроводов установлены соединительные муфты – стеклопластик/сталь.

При пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20м по обе стороны пересекаемой коммуникации, нефтепровод относятся к IV категории.

При пересечении грунтовых дорог IV-в категории, категория выкидных и нагнетательных линий не изменяется.

Все сварные соединения подлежат внешнему осмотру и измерению после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширину не менее 20 мм по обе стороны от сварного шва.

Контроль качества сварных и клеевых соединений пластмассовых трубопроводов должен включать входной контроль качества материалов и изделий, операционный и приемочный контроль (внешний осмотр и измерения, ускоренную проверку качества сварных соединений и их механические испытания) согласно СП РК 3.05-103-2014, п.7.4. Время между сваркой и испытанием образцов на растяжение и сдвиг должно быть не менее 24 ч.

Очистку полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							05-2025-01-ТХ.ПЗ		Лист
											28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

4.2.4 Площадка подогревателей нефти ПНК-1,9 Н-0101 А/В

Проектом предусмотрены 2ед. путевых подогревателей ПНК-1,9 которые выполнены полной заводской комплектности и предназначены для подогрева нефти до рабочей технологической температуры.

Во время работы печи не требуется постоянный контроль оператора за параметрами нагрева продукта, работой приборов КИПиА, внешним состоянием оборудования и элементов подогревателя. Автоматика горелки обеспечивает:

- пуск и выход на рабочий режим по заданной программе;
- работу горелки в рабочем режиме с установленными параметрами;
- поддержание температуры нагреваемого продукта в заданных пределах;
- отключение горелки в рабочем режиме с установленными параметрами;
- отключение горелки при возникновении аварийных ситуаций;
- звуковую сигнализацию отключения горелки.

При останове подогревателя сигнал «авария» формируется в виде «сухого контакта» от реле контролирующего работу автоматики подогревателя. Этот сигнал передается в операторную и используется для дистанционного контроля за работой путевого подогревателя.

Технические характеристики установленного технологического оборудования представлены в таблице 3.2.4.1.

Таблица .2.4.1 Характеристики технологического оборудования

Подогреватель нефти ПНК-1,9					
Обозначение по схеме	Н-0101 А/В				
Рабочее давление		МПа	0,25-0,4		
Давление нефти на входе		МПа	0-6,3	1,5	по паспорту
Давление нефти на выходе		МПа	0-6,3	1,5	по паспорту
Расчетное давление		МПа	6,3		по паспорту
Перепад давления в змеевике, не более		МПа	0,25		по паспорту
Температура нагερва промежуточного теплоносителя (пресная вода), не более		°C	100		по паспорту
Производительность		т/сутки	1150,0		по паспорту
Тепловая мощность		Гкал/час	1,9		по паспорту

4.2.5 Насосная станция для внешней перекачки нефти Р-0101 А/В

Проектом предусмотрены 2ед. насосных агрегатов ЦНС-63/700 с сальниковым уплотнением для внешней перекачки товарной нефти. Режим работы насосной станции периодический (по мере накопление в РВС-2000 м3 №1-3). Производительность насосного агрегата 63 м3/ч, высота напора 700м, мощность 220 кВт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаш. инв. №							05-2025-01-ТХ.ПЗ		Лист
											29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Технические характеристики установленного технологического оборудования представлены в таблице 3.2.5.1.

Таблица .2.5.1 Характеристики технологического оборудования

Насосная станция для внешней перекачки нефти ЦНС-63/700 расположенный на установке подготовке нефти м/р «Морское»					
Обозначение по схеме	P-0101 A/B				
Производительность		м³/час	63		
Мощность		кВт	220		
Давление на выходе	PI	МПа	5,67	1,5 (кл.точ)	

4.3 Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 3.3.1

Таблица .2.3 Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности.

Наименование помещений, наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности согласно Технического регламента	Класс взрывной и пожарной опасности зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ РК
Насосная станция ЦНС-63/700	ЛВЖ	Ан	В-1г	IIА-ТЗ
Печь подогрева нефти ПНК-1,9	ЛВЖ	Ан	В-1г	IIА-ТЗ

Перечень взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в процессах представлен в таблице 3.3.2

Таблица .2.4 Перечень взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в процессах

Наименование веществ	Предел взрываемости, % смеси с воздухом		Плотность, кг/м³		ПДК, мг/м³ СанПиН РК	Краткая характеристика и действие на человека	Индивид. средства защиты	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
	нижн	верхн	в жид-фазе	в газ фазе				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НЕФТЬ	8	15	872	-	300	При хроническом воздействии: заболеваемость органов дыхания, утомляемость, головокружение; при попадании на кожу сухость, воспаление	Спец.одежда спец.обувь, противогаз	4

4.4 Технические решения по предотвращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности при:

- монтаже;

Взаи. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- эксплуатации;
- аварийных ситуациях.

При проектировании промысловых трубопроводов предусматриваются следующие мероприятия, направленные на предотвращение выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду:

- монтаж герметизированных систем транспорта нефти;
- контроль сварных стыков и гидравлическое испытание трубопроводов после монтажа;
- обеспечение коррозионной защиты трубопроводов, арматуры и оборудования;
- применение противоаварийных устройств: отсекающей, запорной, запорно-регулирующей арматуры; предохранительных устройств;
- безопасная эксплуатация трубопроводов за счет обеспечения технических характеристик применяемых трубопроводов, арматуры и оборудования;
- жесткий контроль над изменением толщины стенки трубопроводов, появлением микротрещин наземного оборудования во время эксплуатации объекта;
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоемы или на поверхность земли;
- контроль над соблюдением технологического регламента производства;
- контроль над работой контрольно-измерительных приборов.

4.5 Оценка возможностей возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Опасные ситуации и режимы отказов для трубопроводов в период эксплуатации в основном определены следующими факторами:

- коррозия, внутренняя и наружная;
- механические отказы, включая поломки трубопроводов и фитингов;
- операционные нарушения, такие как превышение допустимых уровней давления;
- естественные опасности, такие как землетрясения, грязевые потоки, усадка или вспучивание земной поверхности, эрозия;
- опасности, связанные с инфраструктурой (железные дороги, автодороги и проложенные рядом коммуникации или промышленные предприятия).

Террористические акты, вандализм также рассматриваются в качестве возможных источников опасности.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение всех технологических параметров, определенных проектом;
- осуществление постоянного контроля над ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля над герметичностью трубопроводов и оборудования;
- контроль над герметичностью оборудования и трубопроводов путем визуального осмотра.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаи. инв. №							Лист
			05-2025-01-ТХ.ПЗ						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	