

Краткое описание

РП «МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км., с общей протяженностью 76,5км. Корректировка»

Отчет о возможных воздействиях к рабочему проекту «МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км., с общей протяженностью 76,5км. Корректировка» выполнен на основании:

- Технического задания на проектирование, утверждённого Заместителем генерального директора АО «КазТрансОйл» Абдировым Т.;
- Инженерно-геологические и инженерно-геодезические изыскания;
- Ранее разработанного ПСБ Актау рабочего проекта: «Рабочий проект «МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км. Общей протяженностью 76,5км». Шифр проекта 2020.02.001 с заключением РГП "Госэкспертиза" №01-0431/22 от 31.08.2022 г;
- Разделительной ведомости выполненных, остаточных и скорректированных физических объемов работ, утвержденного Гл. инженером МНУ И.Каражигитов.

Район строительства: Площадка «Нефтепровод « МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км., с общей протяженностью 76,5км. Корректировка» расположен в Мангистауской области на территориях Мангистауского района и Бейнеуского района.

Основание для проектирования: Протокол технического решения от 19.04.2024г.

Стадийность проектирования: Рабочий проект – РП.

Вид строительства: Капитальный ремонт

Особые условия строительства: Строительство в охранной зоне действующего нефтепровода.

Техническая характеристика: объект I уровня ответственности.

Основные технико-экономические показатели: Пропускная способность нефтепровода, проектная – 30 млн.т./год, проектное давление МН -5,5 МПа.

Проектом предусматривается в рамках капитального ремонта действующего магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара». Замена трубопровода на участках 190-230 км, 244-267, 409-422,5 км. Новый трубопровод прокладывается параллельно действующему.

Согласно к Приложению 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК намечаемый вид деятельности - «МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км., с общей протяженностью 76,5км. Корректировка» - относится:

- Раздел 1. Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным. 12.1. трубопроводы для транспортировки газа, нефти или химических веществ диаметром более 800 мм и (или) протяженностью более 40 км;

- ✓ Пропускная способность нефтепровода проектная – 30 млн.т./год,
- ✓ Проектное давление МН -5,5 МПа.
- ✓ Диаметр трубопровода – 1020 мм.
- ✓ Длина трубопровода - 76900,9 м

При разработке линейной части проекта, в рамках капитального ремонта действующего магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара» предусматривается:

- замена нефтепровода Ду1000 на участке 190-230 км (40 км), установка линейной запорной арматуры на 196 км, 219км;
- замена нефтепровода Ду 1000 на участках 244-267 км (23 км);

- замена нефтепровода Ду 1000 на участках 409-422,5 км (13,5 км);
- электрохимическая защита проектируемых участков нефтепровода.

Техническая характеристика: Класс нефтепровода II.

Объект I уровня ответственности, относящиеся к технически сложным, согласно Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165. Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам.

Реконструкция нефтепровода производится в техническом коридоре с охранной зоной действующих нефтепроводов в стесненных условиях. Организационные и мобилизационные вопросы решает подрядчик в установленном порядке.

Строительство объектов проекта будет осуществляться специализированной подрядной организацией, выбираемой Заказчиком на тендерной основе.

Географическое и административное положение района работ

В административном отношении проектируемый объект «МН «Узень-Атырау-Самара», Ø1020 мм. Замена трубопровода на участках 190–230 км, 244-267 км, 409-422,5 км. Общей протяженностью 76,5 км», расположен в Мангистауском и Бейнеуском районах, Мангистауской области, Республики Казахстан. Начало трассы 190 км к северо-востоку от областного центра г. Актау. См. (Рис.1-2).

Расстояние до ближайшего населенного пункта составляет: от участка 190-230 км до пос. Сай-Утес - 43 км; от участка 244-267 км до пос. Бейнеу - 45 км; от участка 409-422,5 км до пос. Бейнеу - 87 км, а до пос. Боранкол – 11 км. Местоположение объекта на рис.1.1.1.

Координаты проектируемых участков в системе WGS-84 Участок 190-230 км: N 44°34'14,49"с. ш., E 53°59'06,61" в. д., начало трассы. N 44°46'18,57"с. ш., E 54°24'33,97" в. д., конец трассы.

Участок 244-267 км: N 44°50'11,19"с. ш., E 54°33'30,42" в. д., начало трассы. N 44°57'14,54"с. ш., E 54°48'26,41" в. д., конец трассы.

Участок 409-422,5 км: N 46°07'04,60"с. ш., E 54°32'55,71" в. д., начало трассы. N 45°55'29,55"с. ш., E 54°41'39,10" в. д., конец трассы.

Расстояние до ближайшего водного объекта Каспийского моря составляет: На участках 190-230 км расстояние - 80 км; На участках 244-267 км расстояние - 86 км; На участках 409-422,5 км расстояние - 104 км. Координаты ближайшей точки Каспийского моря N 46°18'36"с. ш., E 53°42'55,71" в. д.

Карта магистральных трубопроводов АО "КазТрансОйл"



1:2,311,162

30 45 0 30 км

Дата: 5/6/2022

Санитарные разрывы от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти - 150 метров



ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Общая протяженность проектируемых трубопроводов, относящейся к СПН «Сай-Утес» составляет – 40 км. Из них по участкам: 190-230 км.

Общая протяженность проектируемых трубопроводов, относящейся к НПС «Бейнеу» составляет – 36,5 км. Из них по участкам: 244-267 км, 409-422,5 км.

Реконструкция нефтепровода производится в техническом коридоре с охранной зоной действующих нефтепроводов в стесненных условиях. Организационные и мобилизационные вопросы решает подрядчик в установленном порядке.

Проектируемые объекты согласно «Приказа Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165 Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» относятся по сложности – к сложным.

По проекту «МН «Узень-Атырау-Самара» Ø1020 мм. Замена трубопровода на участке 114-132 км, 133-145 км» общая протяженность трубы по участкам.

Ширина участка отвода земель под техническую рекультивацию составляет 35,4 метра.

Основные технико-экономические показатели

№ пп.	Показатели	Кол-во	Ед.изм.
	190-230 км		
1	Общая продолжительность строительства, в т.ч.: подготовительный период	3 0,5	мес. мес.
2	Количество работающих	76	чел.
	244-267 км и 409-422,5 км		
1	Общая продолжительность строительства, в т.ч.: подготовительный период	3 0,5	мес. мес.
2	Количество работающих	76	чел.

Проектом предусматривается в рамках реконструкции действующего магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара» замена трубопровода Ø1020 на участках 190-230км, 244-267км, 409-422,5км, с общей протяженностью 76,5км. Новый трубопровод прокладывается параллельно действующему. Строительство линейной части будет проходить из 3 участков. Общая протяженность проектируемых участков нефтепровода - 76900,9 м., а именно:

участок 190-230 км (40 км) - 40223,46 м;

участок 244-267 км (23 км) - 23092,94 м;

участок 409-422,5 км (13,5 км) - 13584,5 м.

Нефтепровод на участках 190-230 км, 244-267 км, 409-422,5 км

Нефтепровод относится к III категории; участки по 50 м по обе стороны трубопровода при пересечении с подземными коммуникациями, относятся ко II категории.

На участке 190-230 км (40 км) за начальную точку проектирования принят пикет ПК 0 соответствующий 190 км минус 382 метра, за конечную точку принят ПК402+23,46 соответствующий 230 км минус 253 м, существующему нефтепроводу соответственно.

На ПК 44+12 предусмотрена задвижка Ду150, Ру6,3МПа в колодце для подключения ресурсовладельца ПСП «Коммунай».

На ПК 59+90 в периметральном ограждении устанавливаются: задвижка ЭЗ-196 с колодцами телемеханики, КТП ПКУ и бетонный колодец с задвижкой для подключения ресурсопользователя Каракудукмунай. Габаритные размеры ограждения по забору 20мх18 м.

На ПК250+77 предусмотрена задвижка Ду200, Ру6,3МПа в колодце для подключения ресурсовладельца ПСП «Кен-Сары».

На ПК 301+6,5 в периметральном ограждении устанавливаются: задвижка ЭЗ-219 с колодцами телемеханики, КТП и ПКУ. Габаритные размеры ограждения по забору 20мх15,5м. Сооружения оборудованы системой контроля несанкционированного проникновения, видео наблюдением, пожарной сигнализацией с выводом данных в сеть АО «КазТрансОйл», технологическую схему см. лист 2024.06.010-ТХ-2, планы линейных узлов см. листы 2024.06.010-ТХ-64,65.

За начальную точку проектирования участка 244-267 км (23 км) принят пикет ПК0 соответствующий существующему знаку 244 км минус 36 м, за конечную точку принят пикет ПК230+92,94 соответствующий знаку 267 км плюс 194 метра, существующего нефтепровода.

За начальную точку проектирования участка 409-422,5 км (13,5 км) принят пикет ПК0 соответствующий существующему знаку 410 км плюс 80 м, за конечную точку принят пикет ПК135+84,5 соответствующий знаку 424 км минус 310 метра, существующего нефтепровода.

Проектируемый нефтепровод на участке 409-422,5 км прокладывается в дамбе, конструкцию дамбы см. марку АС.

Рабочее давление на проектируемом участке трубопровода $P_{\text{раб.}}=5,5$ МПа (55кгс/см²), температура перекачиваемой нефти – до+60°, плотность нефти 870кг/м³.

Общие указания к очередям строительства

При подключении проектируемого трубопровода к существующему, подготовку труб к сборке осуществляют в определенной последовательности, согласно требований СТ 6636-1901-АО-039-4.027-2020 «Магистральные нефтепроводы. Подключение трубопровода с учетом врезки катушек».

На сборку и сварку трубопроводов должны поступать трубы, детали трубопроводов, сварочные материалы, прошедшие входной контроль в установленном порядке.

Каждый стык должен иметь клеймо сварщика или бригады сварщиков, выполняющих сварку. На стыки труб клеймо должно наноситься механическим способом или маркером, несмываемой краской. Клеймо наносится в верхней части трубы на заводской изоляции рядом с манжетой. При сварке трубопровода сварные стыки должны быть привязаны к пикетам трассы и зафиксированы в исполнительной документации.

Сварку производить рекомендуемыми электродами типа Э50А по ГОСТ 9467-75 (Е7016 по AWS А5.1), или другими, при условии, что временное сопротивление разрыву сварного соединения, определенное на разрывных образцах со снятым усилением, должно быть не меньше нормативного значения временного сопротивления разрыву основного металла труб.

Концы труб при необходимости обрезают, подготавливают под сварку, сборка разнотолщинных труб при монтаже захлестов не допускается. Для обеспечения требуемого зазора или соосности труб запрещается натягивать трубы, изгибать их силовыми механизмами или нагревать за пределами зоны сварного стыка, а также категорически запрещается вваривать любые присадки. Сварные соединения захлестов оставлять незаконченными не разрешается.

Монтажные сварные стыки трубопроводов и их участков всех категорий, выполненные дуговой сваркой, подлежат контролю 100 цифровой РГК с фиксацией координат швов по GPS, а также проведение контроля стыков арматуры и деталей трубопровода цифрового УЗК. Предварительно все сварные стыки перед сваркой подвергаются нагреву.

Угловые сварные соединения трубопроводов подлежат контролю ультразвуковым методом в объеме 100%.

После монтажа, магистральный трубопровод должен быть очищен в соответствии СП РК 3.05-101-2013, ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание».

После очистки трубопроводы испытать на прочность и герметичность гидравлическим способом в зависимости от назначения и категории участков.

Очистка полости и испытание произвести в последовательности согласно главы ПОС. После гидроиспытаний провести утилизацию воды, согласно ПОС, а также выполнить внутритрубную диагностику вновь построенных участков трубопровода.

Антикоррозионное покрытие подземного трубопровода принято весьма усиленного типа, трубы поставляются в заводской изоляции (трехслойное полиэтиленовое покрытие), минимальная толщина покрытия в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 (ГОСТ Р 51164-98 IDT); места сварных швов изолируются термоусаживающимися манжетами.

Назначенный срок службы трубопроводов – 30 лет.

При строительстве магистрального трубопровода произвести проверку изоляционного покрытия каждой трубы. Проверку произвести до начала монтажа и после, а также произвести проверку изоляционного покрытия на сплошность после производства сварочно-монтажных работ, монтажа оборудования, укладки и засыпки трубопровода.

В проекте также предусматривается электрохимическая защита проектируемого нефтепровода.

Нефтепровод «Узень-Атырау-Самара» постоянно находится в рабочем режиме перекачки, за исключением плановых остановок не более 72 часов.

Техническое обслуживание проектируемого участка нефтепровода выполняется персоналом АВП подразделений МНУ АО «КазТрансОйл».

Гидравлическое испытание магистрального нефтепровода

Испытание нефтепровода на прочность и проверка его на герметичность производится гидравлическим способом после полной готовности всего испытываемого участка нефтепровода: полной засыпки, обвалования, очистки полости, диагностики, установки арматуры и приборов, катодных выводов и предъявления исполнительной документации на испытываемый объект.

Гидроиспытание всего нефтепровода выполнить после монтажа каждого участка.

После испытания на прочность и герметичность первого участка вода с временных закрытых наземных мягких резервуаров вывозится подрядной организацией и сдается на утилизацию по договору. Сброс сточной воды на рельеф местности запрещен и организация временных амбаров запрещена.

Утвержденная специальная инструкция по испытанию участков магистрального нефтепровода является составной частью в проекте производства работ (ППР).

Люди, машины, механизмы и оборудование при испытании участков магистрального нефтепровода должны находиться за пределами охранной зоны.

Замер параметров испытания должен производиться дистанционно приборами, вынесенными за пределы охранной зоны.

Охранная зона при испытании принята для труб Ду1000:

- в обе стороны от оси нефтепровода - 100 м;
- в направлении выхода ОУ от конца продувочного патрубка – 1000 м.

В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность следует принимать по ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание» приложение 2, а именно:

- участок нефтепровода при переходе через подъездную железную дорогу на асфальтовый завод:

1-й этап – после укладки и засыпки включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, испытание на прочность гидравлическим способом, давление испытания 1,5 Рраб., продолжительность испытания 6 часов;

2-й этап – одновременно с прилегающими участками гидравлическим способом, давление испытания 1,1 Рраб., продолжительность испытания 24 часа;

- участки нефтепровода II, III категории 1,1 Рраб., но не более Рзав. в нижней точке, продолжительность испытания 24 часа.

Проверку на герметичность участков всех категорий трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

При заполнении трубопровода водой для гидравлического испытания из полости трубопровода должен быть полностью удален воздух. Удаление воздуха осуществляется при помощи поршня-разделителя запущенного спереди по ходу движения воды, стравливание воздуха осуществляется в конце опресовываемого участка через воздухопускные краны и (или) устанавливаемые воздухопускные краны в местах возможного скопления воздуха. Общее время выдержки участка трубопровода под испытательным давлением при испытании на прочность, без учета времени циклов снижения давления и восстановления, должно быть не менее 24 ч.

Испытание на прочность и проверка на герметичность нефтепровода производится в следующей последовательности:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность;
- сброс давления до проектного рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 0,1-0,2 МПа (1-2кгс/см).

Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 24 часов для всей трассы трубопровода.

Описание принципиальной схемы для проведения очистки и гидроиспытания

Забор воды производится из магистрального водовода Астрахань-Мангышлак.

Очистка полости и испытание нефтепровода должны проводиться в соответствии с ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», СН РК 3.05-01-2013 и СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы». Магистральный нефтепровод до ввода в эксплуатацию подвергается очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Испытание на прочность и проверку на герметичность следует производить по технологическому регламенту и под руководством председателя создаваемой для этих целей комиссии.

Технологический регламент разрабатывается генеральной строительно-монтажной организацией применительно к конкретному участку нефтепровода с учетом местных условий производства работ, согласовывается с заказчиком и/или органами его технадзора, проектной и эксплуатирующей организациями и утверждается председателем комиссии.

Технологический регламент по очистке полости, испытанию магистральных трубопроводов на прочность и проверке на герметичность должен предусматривать определенную последовательность работ:

- проверка состояния изоляции трубопровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;
- очистка полости с одновременной проверкой проходного сечения трубопровода калибровкой (пропуск калибра) и, после очистки полости, - профилометрией (пропуск профиломера);
- устранение выявленных дефектов изоляции или дефектов геометрии трубопровода;
- проведение испытаний трубопровода на прочность;
- проверка трубопровода на герметичность;
- освобождение трубопровода от испытательной среды.

Организация работ по очистке полости, испытанию и удалению воды должна предусматривать мероприятия, охватывающие все этапы производства:

- подготовительные работы;
- материально-техническое обеспечение;
- механизацию и транспорт;
- организацию труда;
- оперативное планирование, руководство, диспетчеризацию и связь;
- организацию контроля качества.

Так как перед гидроиспытанием трубопровод должен быть уложен в траншею и полностью засыпан, что в зимнее время затруднено и может повлечь за собой повреждение изоляции, проектом не предусмотрено испытание и очистка в зимнее время.

Нефтепровод относится к III категории. При пересечении с подземными коммуникациями (см.листы ТХ) участки по 50 м по обе стороны трубопровода, относятся к II категории.

На участке 190-230 км

1. На основании ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промышленных трубопроводов", СП РК 3.05-101-2013" Магистральные трубопроводы", проектируемый трубопровод должен быть подвергнут очистке и гидроиспытанию. На испытываемом участке монтируются инвентарные узлы запуска и приема очистных устройств, отключающая арматура, шлейфы воздухопровода, прокладывается временный водопровод сброса воды в проектируемые временные закрытые мягкие резервуары на 190 км, вместимостью $V=32000$ м³, опрессовочный и насосный агрегаты.

2. Рекомендуемый порядок действий при очистке и испытании участка 190-230км (40 км):

- доставка воды автотранспортом от места забора - магистральный водовод Астрахань-Мангышлак (785км) и слив в проектируемый нефтепровод на 230 км, в объеме 10-15% $V=4718$ м³ от объема испытываемого участка;
- очистка участка с пропуском поршня разделителя и скребка калибра, при этом вода через фильтр заводского изготовления СДЖ 300-1,6-1-1 сбрасывается в закрытые мягкие резервуары;
- для проведения гидроиспытания, производится подвоз воды автотранспортом от места забора - магистральный водовод Астрахань-Мангышлак (785км) в закрытые мягкие резервуары $V=32000$ м³ на 190 км в объеме 26732 м³, давление гидроиспытания на прочность $R_{исп}=1,1R_{раб}$. $R_{раб}=5,5$ МПа. Проверка на герметичность производится после понижения давления до $R_{раб}$. в верхней точке нефтепровода;
- после проведения гидроиспытания, вода в объеме 31450 м³ сливается в закрытые мягкие резервуары и утилизируется;
- Временные закрытые мягкие резервуары демонтируются.

3. После окончания гидравлического испытания и демонтажа инвентарных узлов запуска и приема очистных устройств трубопровод готовится к соединению с действующим нефтепроводом.

Участок строительства 244-267 км.

1. На основании ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промышленных трубопроводов", СП РК 3.05-101-2013" Магистральные трубопроводы", проектируемый трубопровод должен быть подвергнут очистке и гидроиспытанию. На испытываемом участке монтируются инвентарные узлы запуска и приема очистных устройств, отключающая арматура, шлейфы воздухопровода, прокладывается временный водопровод сброса воды в проектируемые временные закрытые мягкие резервуары на 244 км, вместимостью $V=18500$ м³, опрессовочный и насосный агрегаты.

2. Рекомендуемый порядок действий при очистке и испытании участка 244-267 км (23 км):

- доставка воды автотранспортом от места забора - магистральный водовод Астрахань-Мангышлак (735км) и слив в проектируемый нефтепровод на 267 км, в объеме 10-15% $V=2705$ м³ от объема испытываемого участка;
 - очистка участка с пропуском поршня разделителя и скребка калибра, при этом вода через фильтр заводского изготовления СДЖ 300-1,6-1-1 сбрасывается в закрытые мягкие резервуары;
 - для проведения гидроиспытания, производится подвоз воды автотранспортом от места забора - магистральный водовод Астрахань-Мангышлак (735км) в объеме 15310 м³ до закрытых мягких резервуаров на 244 км, $V=18500$ м³, давление гидроиспытания на прочность $R_{исп}=1,1R_{раб}$. $R_{раб}=5,5$ МПа. Проверка на герметичность производится после понижения давления до $R_{раб}$. в верхней точке нефтепровода;
 - после проведения гидроиспытания, вода в объеме 18015 м³ сливается в закрытые мягкие резервуары и утилизируется;
 - Временные закрытые мягкие резервуары демонтируются.
3. После окончания гидравлического испытания и демонтажа инвентарных узлов запуска и приема очистных устройств трубопровод готовится к соединению с действующим нефтепроводом.

Участок строительства 409-422,5 км.

1. На основании ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов", СП РК 3.05-101-2013 "Магистральные трубопроводы", проектируемый трубопровод должен быть подвергнут очистке и гидроиспытанию. На испытываемом участке монтируются инвентарные узлы запуска и приема очистных устройств, отключающая арматура, шлейфы воздухопровода, прокладывается временный водопровод сброса воды в проектируемые временные закрытые мягкие резервуары на 409 км, вместимостью $V=11000$ м³, опрессовочный и насосный агрегаты.
2. Рекомендуемый порядок действий при очистке и испытании участка 409-422,5 км (13,5 км):
 - доставка воды автотранспортом от места забора - магистральный водовод Астрахань-Мангышлак (572км) и слив в проектируемый нефтепровод на 422,5 км, в объеме 10-15% $V=1590$ м³ от объема испытываемого участка;
 - очистка участка с пропуском поршня разделителя и скребка калибра, при этом вода через фильтр заводского изготовления СДЖ 300-1,6-1-1 сбрасывается в закрытые мягкие резервуары;
 - для проведения гидроиспытания, производится подвоз воды автотранспортом от места забора - магистральный водовод Астрахань-Мангышлак (572км) в закрытые мягкие резервуары $V=11000$ м³ на 409 км в объеме 9010 м³, давление гидроиспытания на прочность $R_{исп}=1,1R_{раб}$. $R_{раб}=5,5$ МПа. Проверка на герметичность производится после понижения давления до $R_{раб}$. в верхней точке нефтепровода;
 - после проведения гидроиспытания, вода в объеме 10600 м³ сливается в закрытые мягкие резервуары и утилизируется;
 - Временные закрытые мягкие резервуары демонтируются.
3. После окончания гидравлического испытания и демонтажа инвентарных узлов запуска и приема очистных устройств трубопровод готовится к соединению с действующим нефтепроводом.

Архитектурно-строительные решения

Объемно-планировочные решения. Проектом предусмотрено, компоновка и обустройство линейных узлов на 175 км (существующий линейный узел) и на 196 км и 219 км (вновь запроектированные линейные узлы), башня связи. Также в настоящем проекте

запроектированы: колодцы К-2, для задвижки, на 195 км, для подключения к ресурсовладельцу ПСП "Коммунай", для подключения к ресурсовладельцу ПСП "Каракудук" на 196 км, для подключения к ресурсовладельцу ПСП "Кен-Сары" на 215км, а также километровые столбы, стойки под опознавательные знаки, предупреждающие знаки пересечения, автопереезды через существующий коммуникации, опоры молниеотвода и освещения, опоры под камеры видеонаблюдения, фундаменты блок боксов ПКУ, КТП, укрепление существующей полевой дороги, вдольтрассовый проезд IV категории

Сооружения линейных узлов расположены в пределах ограждения, выполненного по ТУ-9693-011-75483238-2012 в плане с размерами 20,0x18,0x2,23(н)м с воротами, калитками и с устройством СББ Калкан. Линейный узел включает в себя существующие колодцы телемеханики, проектируемые фундаменты под ПКУ и КТП., фундаменты подземного исполнения под запорную арматуру. По внешнему периметру ЛУ выполнить грунтовое обвалование. Обвалование линейных узлов выполнить из местного грунта, высотой насыпи 1,0 м, шириной в верхней части 0,5 м по периметру, с наружной стороны сетчатого ограждения. В конструкции ограждения линейных узлов предусмотрены опоры молниеотвода с лампами наружного освещения. Также предусмотрена конструкция под камеры видеонаблюдения. По внешнему периметру ЛУ выполнить грунтовое обвалование. Обвалование линейных узлов выполнить из местного грунта, высотой насыпи 1,0 м, шириной в верхней части 0,5 м по периметру, с наружной стороны сетчатого ограждения. Стальные колодцы на линейных узлах запроектированы без днища. Отметка низа колодца на 2,20 м ниже уровня планировочной отметки земли. Колодцы телемеханики имеют площадки для подъема на колодец.

Площадки ЛУ засыпать щебнем фракции 20-40 толщиной 100 мм.

Колодцы К2, железобетонные, с размерами в плане 3,0x2,0 м, отм. низа колодца -2,670 м.

Башня связи башенного типа марки АО-40 с установкой антивандального ограждения.

Автопереезды через существующие коммуникации запроектирован из аэродромных железобетонных плит, обвязанных между собой за монтажные петли.

Места расположения сооружений смотри на листах части ТХ.

Укрепление существующей полевой дороги предусмотрено высотой 300 мм, шириной 5 м.

Вдольтрассовый проезд предусмотрен IV категории, вдоль трассы проектируемого нефтепровода расположенного в дамбе, высота насыпи дороги 1,5м.

Проезды к линейным узлам предусмотрены V категории, высотой 300 мм, шириной 5 м

Производство дорожных работ выполнить силами специализированной бригады, имеющей лицензию на данный вид работ.

Строительство укрепления существующей полевой дороги , вдольтрассового проезда а также устройство проездов к линейным узлам выполнить в соответствии со схемой трассы, требованиями СН РК 3.03-01-2013 "Автомобильные дороги", СН РК 3.03.22-2013 "Промышленный транспорт", СН РК 3.03-12-2013 "Мосты и трубы".

Производство дорожных работ выполнить силами специализированной бригады, имеющей лицензию на данный вид работ.

Конструктивные решения. Ограждения ЛУ изготавливаются из панелей PROFI с ребрами жесткости в соответствии с ТУ-9693-011-75483238-2012 с креплением по стальным трубчатым столбикам. По верху панелей ограждения на линейных узлах предусмотрен спиральный барьер безопасности (СББ).

Металлические конструкции (за исключением панелей PROFI) очистить от ржавчины, окалины, окислов. Выполнить покрытие из 2-х слоев органосиликатной композицией ОС-12-03 по ТУ 2312-002-49248846-200. Внутреннюю территорию линейного узла в пределах панелей ограждения, отсыпать щебнем фракции 40-60 мм толщиной 100 мм.

Фундаменты подземного исполнения под запорную арматуру, фундаменты под опоры ограждения линейного узла, фундаменты под опоры освещения, молниеотводов и видеонаблюдения выполнить на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013, марка по

водонепроницаемости W6, марка по морозостойкости F200. При устройстве монолитных конструкций в бетон ввести гидроизоляционную добавку "Пенетрон-Адмикс". Назначение колодцев телемеханики - размещение приборов КИПиА. Стальные колодцы запроектированы на линейных узлах с размерами в плане 1.9x1.9 м высотой 3.12 м с обшивкой из листовой стали по каркасу из уголка. Конструкция колодцев - сварная, в днище предусмотрены отверстия для технологических приборов. Глубина заложения колодцев -2.22 м. Для спуска в колодец предусмотрена стальная лестница-стремянка. Колодцы закр. Колодец К-2, железобетонный.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

проекта предусмотрено электроснабжение потребителей проектируемого линейного узла на 196 км, 219 км заменяемого участка 190-230 км магистрального нефтепровода, а так же существующего линейного узла на 175 км:

- наружное электроснабжение;
- электроснабжение внутриплощадочное;
- наружное электроосвещение линейного узла;
- заземление и молниезащита (для ЛУ-196 км, ЛУ-219 км).

На основании РД 153-39.4-113-01 по категории надежности электроснабжения пункт контроля и управления на трассе магистрального нефтепровода и линейная задвижка являются потребителями II категории, что обеспечивается существующей схемой электроснабжения. Электроснабжение существующей ВЛ-6 кВ выполнено от двух независимых взаимно резервирующих источников питания - Ячейки №9 ЗРУ-6 кВ СПН "Сай-Утес" и Ячейки №12 ЗРУ-6 кВ ЛПДС "Бейнеу" 322 км. Оборудование систем телемеханики, связи и пожарной сигнализации, относящееся к потребителям I категории, дополнительно запитано от системы гарантированного питания (СГП) предусмотренных в соответствующих разделах проекта.

Проектные решения по установке дополнительных источников электроснабжения будут предусмотрены отдельным рабочим проектом «Модернизация линейных пунктов контроля и управления, средств ЭХЗ с реконструкцией систем электроснабжения объектов магистрального нефтепровода» с реализацией в 2024 году согласно «Программы по модернизации системы магистральных нефтепроводов АО «КазТрансОйл».

Электроснабжение потребителей проектируемого линейного узла выполнено от КТП-6/0,4-40 кВА, запитанной ответвлением от существующей ВЛ-6 кВ.

Электрохимическая защита

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрена электрохимическая защита:

- проектируемых участков 190-230 км (40 км); 244-267 км (23 км); 409-422,5 км (13,5 км) существующего МН Узень-Атырау-Самара;
- футляров проектируемого нефтепровода при пересечении автомобильных дорог.

Подземные металлические сооружения подлежат комплексной защите от коррозии изоляционными покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Изоляционное покрытие проектируемого участка нефтепровода и футляров весьма усиленного типа (см. раздел ТХ).

В состав проектируемых средств ЭХЗ входят:

1. станция катодной защиты (СКЗ);
2. блоки диодно-резисторные (БДР);
3. анодное заземление;
4. контрольно-измерительные пункты (КИП);
5. стационарные медно-сульфатные электроды сравнения;
6. дренажные линии (катодный, анодный);
7. протекторы.

Участок 190-230 км.

Защита проектируемого участка 190-230 км нефтепровода от коррозии осуществляется проектируемой установкой катодной защитой, которая состоит из станции катодной защиты, анодного заземления и линий постоянного тока, объединенных в электрическую цепь.

Согласно заданию на проектирование предусмотрена установка катодной защиты на 175 км, 196 км (ПК 59+90), 219 км (ПК 301+6,5).

Установка катодной защиты на 175 км для существующего нефтепровода аналогична установке катодной защиты на 196 км.

Защита существующего участка 190-230 км нефтепровода выводимого в безопасное состояние осуществляется действующими установками катодной защиты УКЗВ №33, УКЗВ №34-УКЗВ №38.

В качестве проектируемой СКЗ применен импульсный преобразователь типа "Радуга" ИПКЗ-М-РА-Т2-У2. Выходная мощность преобразователя катодной защиты-3 кВт. Преобразователь подключается к системе телемеханики с помощью встраиваемого интерфейса RS-485 MODBUS RTU для осуществления телеизмерения, телерегулирования, телеуправления, телесигнализации.

В соответствии с заданием СКЗ разместить в проектируемом ПКУ, предусмотренном в разделе ЭС. ПКУ установлен в ограждении ЛУ на 175 км, 196 км, 219 км.

Электроснабжение и заземление проектируемых СКЗ предусмотрено в разделе ЭС. Телемеханизация СКЗ и ее интеграция в действующую систему SCADA выполнена с учетом унификации с эксплуатируемыми системами в разделе АТХ.

В ПКУ предусмотрена дополнительная установка СКЗ (резервная) для обеспечения 100% резервирования при отказе основной СКЗ, включаемая автоматически через блок автоматического резервирования БАР

Для анодного заземления применить два глубинных анодных заземлений (ГАЗ). Каждое ГАЗ состоит из 20 комплектных графитовых анодных заземлителей АЗГК-Г2. Заземлители закладываются вертикально ниже глубины промерзания грунтов в скважину глубиной 50 м, верх последнего заземлителя находится на глубине 20 м. Каждый комплектный анодный заземлитель снабжен кабелем присоединения, который выходит на поверхность земли для подключения к анодной линии. Расстояние между двумя ГАЗ принято 40 м (не менее длины рабочей части глубинного заземления). Сопротивление растеканию анодного заземления должно быть не более 4 Ом.

Подключение "-" СКЗ к точке дренажа на проектируемом участке нефтепровода выполнить катодным кабелем марки ВБШвнг 1х35, проложенным в траншее на глубине 0,7 м.

Анодную линию от "+" СКЗ к ГАЗ проложить на стойках СВ-105 с линейной арматурой и проводами АС 35/6,2, анодным кабелем марки ВБШвнг 1х35 в земле в траншее.

Подключение анодных кабелей к ГАЗ предусматривается через КИПы.

Для снижения опасного влияния существующей высоковольтной линии электропередачи (ЛЭП) на нефтепровод предусмотрена установка КИП с устройством защиты трубопровода (УЗТ) от воздействия переменного тока.

Согласно ГОСТ 9.602-2016 п.8.1.12 для исключения возможного "опасного влияния" проектируемого нефтепровода, на пересекаемые металлические подземные коммуникации (стальные трубопроводы) предусмотрена установка регулируемых электрических перемычек между проектируемым нефтепроводом и указанными сооружениями через КИП с БДР. Необходимость включения перемычек определяется после введения в действие электрохимзащиты нефтепровода и определения наличия "опасного влияния".

Участок 244-267 км.

Защиту проектируемого участка 244-267 км нефтепровода обеспечивается ближайшими смежными СКЗ в ПКУ на 242 км и СКЗ в ПКУ на 267 км. СКЗ в ПКУ на 242 км и 267 км предусмотрены в реализуемом рабочем проекте "МН "Узень-Атырау-Самара"Ø1020мм.

Замена трубопровода на участках 230-244км, 267-282км, 284-291км общей протяженностью 36 км", выполненным ТОО Электро-ХСБМ.

Защита существующего участка 244-267 км нефтепровода выводимого в безопасное состояние осуществляется действующими установками катодной защиты УКЗВ №42, УКЗВ №43, УКЗВ №44, УКЗВ №45.

Участок 409-422,5 км.

Для защиты проектируемого участка 409-422,5 км нефтепровода использовать существующую СКЗ в УКЗВ№78 на 416 км с установкой глубинного анодного заземления и прокладкой анодного и катодного кабелей от существующей СКЗ к нефтепроводу.

Защита существующего участка 409-422,5 км нефтепровода выводимого в безопасное состояние осуществляется действующими установками катодной защиты УКЗВ №77, УКЗВ №79.

Подключение «-»СКЗ (сущ.) к точке дренажа на проектируемом участке нефтепровода выполнить катодным кабелем марки ВБШвнг 1х35, проложенным в траншее на глубине 0,7 м., при этом существующий дренажный кабель к существующему участку нефтепровода отсоединить от «-»СКЗ (сущ.).

В качестве анодного заземления применить два глубинных анодных заземлений (ГАЗ). Каждое ГАЗ состоит из 20 комплектных графитовых анодных заземлителей АЗГК-Г2.

Заземлители закладываются вертикально ниже глубины промерзания грунтов в скважину глубиной 50 м, верх последнего заземлителя находится на глубине 20 м.

Каждый комплектный анодный заземлитель снабжен кабелем присоединения, который выходит на клеммник контрольно-измерительного пункта (КИП) для подключения к «+» СКЗ анодному кабелю

Расстояние между двумя ГАЗ принято 40 м (не менее длины рабочей части глубинного заземления).

ГАЗ установить на существующее анодное поле по месту.

Сопротивление растеканию анодного заземления должно быть не более 4 Ом.

Подключение «+»СКЗ (сущ.) к проектируемому ГАЗ выполнить кабелем марки ВББШв 1х35 проложенным в траншее на глубине 0.7м, на существующих концевых опорах анодной ВЛ присоединение кабеля к существующему проводу выполнить зажимом и защитить кабель по опоре стальным уголком от механических повреждений на уровне 4,0 м от земли. Подключение анодного кабеля к ГАЗ предусматривается через КИПы.

Согласно задания строительной группы данным проектом предусмотрено перенос существующей ВЛ-6 кВ, L=1056 м. на участке 418-419 км. нефтепровода, ввиду приближения ее к проектируемой вдольтрассовой дороге нефтепровода.

Протекторная защита футляров.

Для защиты от коррозии футляра нефтепровода под автодорогой предусмотрена протекторная защита, выполненная двумя групповыми протекторными установками (ГПУ) из двух протекторов ПМ20У с активатором, каждая.

Протекторы разместить вертикально на глубине 1,5 м, что ниже глубины промерзания грунта, расстояние между протекторами в ГПУ-3,5 м, расстояние ГПУ и защищаемым футляром должно быть 5,0 м.-10,0 м.

Подключение ГПУ к футляру выполнить в КИПе соединительным кабелем марки ВББШв 1х16 проложенным в земле в траншее на глубине 0,7 м.

Контрольно-измерительный пункт

Для измерения величины защитного потенциала и проведения мониторинга защищенности проектируемых участков нефтепровода КИПы установить: на каждом километре; на расстоянии трех диаметров нефтепровода от точки дренажа СКЗ и от электрических перемычек; в местах пересечения с подземными инженерными коммуникациями; с обеих сторон автомобильной дороги.

Автоматизация

Раздел АТХ проекта предусматривает автоматизацию проектируемых узлов линейной задвижки (ЛЗ) на 175км, на 196 км, на 219 км.

В объемы автоматизации линейного узла входят:

- Блок бокс ПКУ;
- Два колодца телемеханики.

В блок боксе ПКУ предусмотрена установка шкафа телемеханики ТМ, датчика температуры в помещении ПКУ, на входных дверях в тамбур, установка датчика контроля открытия дверей.

В шкафу ТМ размещается оборудование:

- Контроллер ML200, производства Honeywell;
- Измерительные преобразователи и барьеры с видом взрывозащиты типа Ex ia;
- Блок питания и регистрации БПР-2, как вторичный прибор сигнализатора прохождения очистного устройства МДПС-3;
- Промежуточные реле;
- Блоки питания.

ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

При разработке линейной части проекта, в рамках капитального ремонта действующего магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара» предусматривается:

- замена нефтепровода Ду1000 на участке 190-230 км (40 км), установка линейной запорной арматуры на 196 км, 219км;
- замена нефтепровода Ду 1000 на участках 244-267 км (23 км);
- замена нефтепровода Ду 1000 на участках 409-422,5 км (13,5 км);
- электрохимическая защита проектируемых участков нефтепровода.

Основными загрязняющими атмосферу веществами при строительных работах будут являться вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, а также пыль, образуемая при их движении и при осуществлении земляных работ. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительно-монтажных работах несут кратковременный характер.

От источников загрязнения в период строительных работ в целом по нефтепроводу в атмосферу будут выделяться следующие загрязняющие вещества:

- пыль неорганическая - при работе бульдозеров, экскаваторов, автосамосвалов, автогрейдера, трактора, бурильных машин и ямокопателя задействованных на планировочных работах, на автотранспортных работах, от перфораторов, склад строительных материалов;
- оксиды углерода, серы, азота, углеводороды C12-C19, сажа, пропена, формальдегида - от агрегата бурового на базе автомобилей для роторного бурения и от компрессорных установок;
- оксиды углерода, серы, азота, сажа, углеводороды C12-C19 - от нагревателя битума;
- углеводороды C12-C19, керосин - при битумных работах (подгрунтовка основания, подгрунтовка покрытия);
- оксиды железа, марганца и его соединений, пыли неорганической, оксида углерода, диоксида азота, фториды и фтористый водород - при сварочных работах;
- ксилол, ацетон, бутилацетат, этилцеллозольв, уайт-спирит, толуол - при покрасочных работах;
- свинец и его соединения, олова оксид - пайка паяльниками;
- взвешенные вещества, пыль абразивная - от работы станков;
- оксиды углерода, серы, азота, углеводороды (бензин и керосин), бенз(а)пирен, сажа - от выхлопных труб работающих двигателей строительно-дорожной техники.

190-230 км

В период строительных работ будут использованы спецтехника и автотранспорт,

работающие на дизельном топливе и на бензине. Ориентировочно - необходимое количество ГСМ: дизельное топливо – 369,63 т/период, бензин – 72,92 т/период.

На период реконструкции по замене участка 190-230 км нефтепровода всего выявлено 8 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них: организованных – 3 ед., неорганизованных – 5 ед.

Основные источники загрязнения атмосферного воздуха на период строительства:

Организованные:

- источник 0101 – нагреватель битума.
- источник 0102 – установка и агрегат буровой на базе автомобилей для роторного бурения.
- источник 0103 – компрессорная установка.

Неорганизованные источники:

- Источники №6101 – Пыление стройплощадки
 - Источник №6101(1) – работа бульдозера,
 - Источник №6101(2) – работа экскаватора,
 - Источник №6101(3) – работа автогрейдера,
 - Источник №6101(4) – работа трактора,
 - Источник №6101(5) – распределители щебня и гравия,
 - Источник №6101(6) – работа автосамосвала,
 - Источник №6101(7) – склад строительных материалов,
 - Источник №6101(8) – работа бурильной машины,
 - Источник №6101(9) – работа ямокопателя,
- Источники №6102 – Сварочные работы
 - Источник №6102(1) – сварка электродом,
 - Источник №6102(2) – пайка паяльниками,
 - Источник №6102(3) – сварка пластмасс,
- Источники №6103 – Покрасочные работы
 - Источник №6103(1) – лакокрасочные работы,
 - Источник №6103(2) – битумные работы,
- Источники №6104 – Инструменты
 - Источник №6104 (1) – шлифовальные работы,
 - Источник №6104 (2) – работа отбойных молотков и перфоратора,
 - Источник №6104 (3) – работа дрелью,
- Источники №6105 – автотранспорт и спецтехника, работающие на дизтопливе и на бензине.

Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства, составит 4,976447 г/с или 122,6504847 т/пер.

Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства от стационарных источников, составит 2,483932 г/с или 3,6321527 т/пер.

Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства от передвижных источников, составит 2,492515 г/с или 119,01833 т/пер.

244-267 км, 409-422,5 км

В период строительных работ будут использованы спецтехника и автотранспорт, работающие на дизельном топливе и на бензине. Ориентировочно - необходимое количество ГСМ: дизельное топливо – 262,0 т/период, бензин 37,08 т/период.

На период реконструкции на участках 244-267 км и 409-422,5 км всего выявлено 7 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них: организованных – 2 ед., неорганизованных – 5 ед.

Основные источники загрязнения атмосферного воздуха на период строительства:

Организованные:

- источник 0201 – нагреватель битума.
- источник 0202 – компрессорная установка.

Неорганизованные источники:

- *Источник №6201 – Пыление стройплощадки*
 - Источник №6201(1) – работа бульдозера,
 - Источник №6201(2) – работа экскаватора,
 - Источник №6201(3) – работа автогрейдера,
 - Источник №6201(4) – работа трактора,
 - Источник №6201(5) – распределители щебня и гравия,
 - Источник №6201(6) – работа автосамосвала,
 - Источник №6201(7) – склад строительных материалов,
 - Источник №6201(8) – работа бурильной машины,
- *Источник №6202 – Сварочные работы*
 - Источник №6202(1) – сварка электродом,
- *Источник №6203 – Покрасочные работы*
 - Источник №6203(1) – лакокрасочные работы,
 - Источник №6203(2) – битумные работы,
- *Источник №6204 – Инструменты*
 - Источник №6204 (1) – работа отбойных молотков и перфоратора,
- *Источник №6205 – автотранспорт и спецтехника, работающие на дизтопливе и на бензине.*

Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства, составит 3,540901 г/с или 75,631364 т/пер.

Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства от стационарных источников, составит 1,490929 г/с или 2,116919 т/пер.

Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства от передвижных источников, составит 2,049972 г/с или 73,514445 т/пер.

Выбросы загрязняющих веществ на период эксплуатации от установки линейной запорной арматуры на 196 км и на 219 км включены в НДВ СПН «Сай-Утес»

Площадка «МН «Узень-Атырау-Самара» Ø1020 мм. Замена трубопровода на участках 190 - 230 км, 244 - 267 км, 409 - 422,5 км, с общей протяженностью 76,5 км. Корректировка» расположен в Мангистауской области на территориях Мангистауского района и Бейнеуского района.

Агрессивность грунтов к бетонам: степень агрессивного воздействия сульфатов и хлоридов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4-W20 следующая: W4-слабоагрессивная, W6-W20-неагрессивная.

В процессе производства инженерно-геологической разведки всеми выработками, пройденными в пределах исследованной территории горизонт грунтовых вод вскрыт не был.

Потребление воды на период строительного-монтажных работ (СМР) предусматривается:

- хозяйственно-бытовое;
- питьевое;
- производственное.

Для обеспечения технологических, производственных и бытовых нужд предусматривается привозная вода. Для питьевых нужд используется бутилированная вода.

Обоснование накопления отходов

При строительстве возможно накопление следующих видов отходов:

- 1) Отходы от лакокрасочных работ
- 2) Промасленная ветошь;
- 3) Огарки сварочных электродов;
- 4) отходы строительных материалов;
- 5) Кабель;
- 6) Отходы пластмасс
- 7) Твердо-бытовые отходы.

При замене трубопровода на участках 114-132 км, 133-145 км» возможно накопление следующих видов отходов:

Отходы от лакокрасочных работ - образуются в процессе лакокрасочных работ.

Промасленная ветошь образуется при ликвидации проливов, вследствие протирки загрязненной поверхности автотранспортных средств, деталей механизмов и других ремонтных работах, пожароопасный, твердый, не растворим в воде.

Огарки сварочных электродов – отходы остающиеся при проведение сварочных работ – твердые, не пожароопасные.

Металлолом (отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д.) – твердые, не пожароопасные.

Отходы строительных материалов образуются в процессе проведения строительномонтажных работ. Твердые, не пожароопасные.

Пластиковые бутылки из-под питьевой воды (упаковочные материалы) – данный вид отходов неопасный 15 01 02.

Коммунальные отходы (бытовые отходы, упаковочные материалы и др.) – данный вид неопасные.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях рабочего проекта «МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км., с общей протяженностью 76,5км. Корректировка» освещены вопросы охраны окружающей природной среды при строительномонтажных работах нефтепровода.

Все проектные решения приняты и разработаны в полном соответствии с действующими в РК нормами и правилами.

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала предусматриваются меры по снижению негативного воздействия при ведении всех видов работ.

Объемы загрязнения атмосферного воздуха при производстве работ будут незначительны и не превысят предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ.

Проектируемые работы не сопровождаются вредным воздействием на почву и грунтовые воды. Незначительное нарушение растительного покрова после окончания работ восстановится естественным способом.

Соблюдение технологии строительства проектируемых сооружений обеспечит устойчивость природной среды к техногенному воздействию.

Таким образом, можно сделать выводы, что при соблюдении всех проектных решений, а также соблюдении природоохранных мероприятий по реконструкции «МН «Узень - Атырау - Самара» Ø1020. Замена трубопровода на участках 190-230км., 244-267км., 409-422,5км., с общей протяженностью 76,5км. Корректировка» возможна с минимальным ущербом для окружающей среды.