# Описание объема работ по закупке 5500-PD

## Общие сведения

Административно - территориальная принадлежность участка работ – Россия, республика Калмыкия, Астраханская область.

Существующий трубопровод проложен подземно. Номинальный диаметр трубопровода DN1000. Материал трубопровода – сталь.

Рабочее давление составляет:

* на выходе НПС «Астраханская» - 4,65 МПа;
* на выходе «Комсомольская» - 4,42 МПа.

Реконструкция предусматривается на двух участках магистрального нефтепровода «Тенгиз - Новороссийск»:

* 579,24км-586,97км. НПС «Астраханская»;
* 738,5 км - 755.98 км. НПС «Комсомольская».

В соответствии с графиком выполнения работ планируется одновременное строительство участков.

Завершение всех работ с учетом гидравлических испытаний, очистки полости, диагностики и подключения вновь построенных участков нефтепровода, демонтажа существующего нефтепровода и выполнения технической рекультивации – не позднее мая 2025 года. Подключение двух смонтированных участков планируется в IV квартале 2024 года.

Строительство новых объектов предусматривается в условиях действующего предприятия.

Ближайшие населенные пункты к участку 579,24км-586,97км: п. Береговой - располагается в 3 км к востоку, п. Ики-Чибирский – в 4,4 км к северо-востоку и п. Волжский - в 8,5 км к северо-востоку. Дорожная сеть достаточно развита.

Ближайший населенный пункт к участку 738,5 км - 755.98 км п. Нарын-Худук расположен в 12 км на юг-юго-запад. Дорожная сеть достаточно развита.

Инженерные коммуникации представлены подземными и надземными нефтепроводами, газопроводами, водоводами, ЛЭП низкого и высокого напряжения.

## Основные технологические решения

**Линейная часть нефтепровода**

Проектом реконструкции предусмотрено строительство двух участков магистрального нефтепровода наружным диаметром 1020 мм:

* Строительство участка 579,24км-586,97км. Протяженность трассы составляет 7,7 км;
* Строительство участка 738,5 км - 755.98 км. Протяженность трассы составляет 17,5 км;

Глубина укладки нефтепровода составляет преимущественно 1,3 м до верхней образующей трубы.

Материал трубопровода - электросварные трубы из стали класса прочности К60. Толщина стенки трубопровода Ду1000 12 мм. Труба и соединительные детали – поставка Заказчика. Изготовление отводов холодного гнутья предусматривается в трассовых условиях силами Подрядчика.

Трасса нового нефтепровода имеет пересечения с автомобильными дорогами, подземными металлическими трубопроводами, ВЛ и т.д.

Прокладка проектируемых участков нефтепровода предусмотрена подземная аналогично существующему трубопроводу, с разработкой траншеи, за исключением участков закрытой прокладки (безтраншейная) на пересечении: автомобильных дорог «п.Береговой-а/д «Каспий» и Р-22 «Каспий»; кабелей связи АО «Связьтранснефть», ПАО "Ростелеком" и ПАО "Мегафон"; ВЛ 10 кВ ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго». Переходы через полевые автодороги (в том числе вдольтрассового проезда КТК) выполнены траншейным способом без защитного футляра, с устройством переездов из железобетонных плит. На участках безтраншейной прокладки нефтепровод прокладывается в защитном футляре Ду1200 мм.

Сварка труб выполняется полуавтоматическим методом. Сварные стыки изолируются термоусаживающимися манжетами.

Все сварные соединения трубопровода подвергаются неразрушающему контролю в объеме: визуально измерительный контроль - 100%; радиографический контроль 100 %.

Сварные соединения «труба – соединительная деталь», «труба – запорно-регулирующая арматура», разнотолщинные соединения труб, а также гарантийные (неиспытываемые) стыки подлежат дополнительному ультразвуковому контролю в объеме 100%.

Привлечение лаборатории неразрушающего контроля находится в ответственности Подрядчика.

В объеме реконструкции ЛЧ также предусмотрено устройство вантузного колодца заводского исполнения и оборудования в нем (манометр, датчик давления, датчик затопления, шаровый кран Ду150). Поставка вантузного колодца с оборудованием в ответственности Заказчика.

По результатам строительства трубопровода Подрядчик проводит комплекс работ по гидравлическим испытаниям и промывке нефтепровода.

Работы по внутритрубной диагностике выполняются специализированной организацией по отдельному договору с Заказчиком.

В ответственность Подрядчика входит полный объем работ по подготовке к гидравлическим испытаниям, очистке полости и диагностике построенного участка – в т.ч. строительство временных амбаров, монтаж временных узлов пуска/приема средств очистки и диагностики, обеспечение наличия насосной и компрессорной техники, монтаж трубопроводной обвязки для проведения очистки и диагностики, наличие необходимых средств измерения (показывающие манометры, электронные самописцы и т.д.) и очистных скребков.

Опорожнение вновь построенных участков нефтепровода от воды находится в ответственности Подрядчика.

После ввода проектируемых участков нефтепровода в работу существующие участки подлежат полному опорожнению от нефти с помощью поршней-разделителей, очистке и демонтажу. Опорожнение существующего трубопровода от нефти находится в ответственности Заказчика. Разработка траншеи, демонтаж, резка и вывоз существующего трубопровода – в ответственности Подрядчика.

Временный отвод земли, на период строительства, силами Подрядчика, для устройства съездов/заездов с дороги общего пользования в соответствии с рабочей документацией.

**Крановый узел**

Проектом предусмотрена реконструкция узла магистрального шарового крана, включающая следующие основные виды работ:

* Демонтаж существующего шарового крана DN1000 с электроприводом на 738.55 км существующего нефтепровода и монтаж нового шарового крана с электроприводом на проектируемом участке нефтепровода (поставка Заказчика);
* Монтаж прожекторной мачты с молниеотводом, контура защитного заземления;
* Реконструкция (замена) периметрального ограждения объекта;
* Устройство системы охранного видеонаблюдения за периметральным ограждением;
* Устройство средств периметральной сигнализации, формирующих сигнал тревоги при попытках несанкционированного проникновения на территорию объекта;
* Интеграция нового оборудования в ИСБН КТК;
* Подключение цепей управления и сигнализации нового интеллектуального электропривода запорной арматуры к ПЛК ЛЧ;
* Монтаж в инструментальных колодцах, устанавливаемых до и после монтируемой запорной арматуры, датчиков давления и манометров и подключение сигналов от датчиков давления к ПЛК ЛЧ CP-V0737SA (поставка приборов КИП в объеме проектной документации);
* Установка датчика прохождения очистного устройства в колодце после запорной арматуры и подключение его сигнала к ПЛК ЛЧ (поставка приборов КИП в объеме проектной документации);
* Установка сигнализаторов затопления в инструментальных колодцах и подключение их сигналов к ПЛК ЛЧ (поставка приборов КИП в объеме проектной документации);
* Интеграция сигналов всех проектируемых средств автоматизации в систему управления ЛЧ;
* Прокладка кабельных линий 0,4 кВ до электропривода запорной арматуры в существующей совмещенной с кабелями КИПиА траншее, а также в стальных оцинкованных трубах;
* Прокладка кабелей КИП;
* ПНР оборудования кранового узла.

**Электрохимическая защита (ЭХЗ)**

Проектом предусмотрены следующие основные виды работ:

* Замена СКЗ на СКЗ инверторного типа в УКЗВ №19 на 582 км и УКЗВ №39 (748 км), мощностью СКЗ 0,6 кВт (СКЗ относятся к поставке Заказчика);
* Замена кабельных линий к существующим глубинным анодным заземлителям;
* Оборудование новых точек дренажа и монтаж контрольно-измерительных пунктов как по трассе нефтепровода, так и в местах пересечений;
* ПНР оборудования ЭХЗ.

**Демонтажные работы**

Проектом предусматриваются следующие основные виды демонтажных работ;

* Отключение от системы управления и демонтаж цепей управления приводом существующей запорной арматуры;
* Отключение от системы управления и демонтаж существующих датчиков давления, манометров, сигнализатора прохождения скребка, сигнализаторов затопления в инструментальных колодцах до и после запорной арматуры;
* Демонтаж УКЗВ №38 на 739 км, УКЗВ №40 на 753 км;
* Демонтаж существующего шарового крана DN1000 с электроприводом на 738,55 км существующего нефтепровода;
* Демонтаж существующих участков ВЛ-10 кВ к площадкам УКЗВ-38 и УКЗВ-40 (длина участков 0,005 км и 0,085 км);
* Демонтаж выведенных из эксплуатации участков нефтепровода;
* Демонтаж или консервация существующих защитных футляров в соответствии с требованиями рабочей документации;
* Транспортировка демонтированного оборудования, трубной продукции и запорной арматуры до площадки складирования Заказчика (г. Астрахань);
* Техническая рекультивация в соответствии с рабочей документацией.

Полный перечень работ указан в рабочем проекте и будет предоставлен потенциальному Подрядчику в процессе проведения тендерных процедур.