

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛРН) на подводных переходах Волго-Ахтубинской поймы на участке 547-573 км МН «Тенгиз-Новороссийск» Центрального региона КТК-Р.

1. Цель и задачи комплекса работ

Главной целью комплекса работ являются разработка Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на подводных переходах Волго-Ахтубинской поймы от 547 до 573 км магистрального нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск» Центрального региона КТК-Р (ЦР КТК-Р) с задачей повышения эффективности мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, выполняемых персоналом аварийных подразделений подрядных организаций КТК за счет заблаговременного планирования мест и способа ведения аварийных работ в любой из возможных ситуаций. При выполнении работ следует учитывать требования законодательных и нормативных документов РФ указанных ниже и других нормативно-правовых актов РФ:

- Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Приказ Ростехнадзора от 12.04.2018 N 169 "Об утверждении Руководства по безопасности "Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов";
- Постановление Правительства РФ от 26.08.2013 №730 "Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах";
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов" утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. №520;
- Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»;
- Постановления Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»;
- Постановления Правительства РФ от 10.11.1996 г. № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

2. Технические требования к комплексу работ

1. По результатам работы необходимо определить необходимую техническую оснащенность сил и средств ЦР, включая силы и средства КТК-Р и подрядных организаций участвующих в ликвидации разливов нефти. Учесть возможность совершенствования в дальнейшем их структуры, систем связи и управления, технической оснащенности, применения новых технологий и технологических режимов производства работ.

2. В результатах работ должны учитываться специфические особенности организационно-производственной структуры ЦР КТК-Р, порядок управления производственным процессом, принятый режим работы нефтепроводной системы КТК-Р.

3. Предварительное планирование и информационное обеспечение действий аварийных сил выполняется на основании результатов обследования подводных переходов, анализа физико-географических условий (скорости и направление течения рек и ериков в ледостав, межень, паводок; влияние розы ветров; транспортную сеть и т.д.) на территории,

где планируются действия аварийных подразделений, их состав, базирование, кадровое и техническое обеспечение.

4. В результате комплекса работ должны быть определены места установки рубежей на подводных переходах через водотоки: р.Волга, р.Ахтуба, р.Б.Ашулук, р.Хора, ер.Грязный, ер.Курбатый, ер.Ички-Барча, ер.Песчаный (3шт.), ер.Щучий (3шт.), ер.Малый Щучий, ер.Попов, ильмень без названия (2шт.), ерик без названия (2шт.), оросительный канал (3шт.), ильмень Фадеевский (см. приложение 1), в период межени, паводка, ледостава, требования к их предварительному обустройству, состав, порядок и правила выполнения аварийных работ.

5. В планах ЛРН должно быть определено необходимое количество рубежей локализации, отдельно на каждый сезонный период: паводок, межень, ледостав, на каждом подводном переходе Волго-Ахтубинской поймы от МШК 547км до МШК 573км магистрального нефтепровода.

6. Срок выполнения работ - не более 12 месяцев с момента заключения договора.

4. Основное содержание работ, промежуточные и конечные результаты

Комплекс работ состоит из следующих этапов:

1) сбор данных и обработка информации о подводных переходах нефтепроводной системы и прилегающей территории, где планируются действия аварийных подразделений (полевые и камеральные работы) в межень, паводок, ледостав;

2) планирование мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти в период, межени, паводка, ледостава;

3) разработка планов действий персонала аварийно-восстановительных пунктов в случае возникновения аварии на подводном переходе в период паводка, межени, ледостава;

4) разработка компьютерной контрольно-информационной системы, моделирующей АРН в различные времена года, при различных погодных условиях;

В состав полевых работ входят рекогносцировочные, топографо-геодезические, инженерно-гидрологические, ландшафтно-геологические изыскания. Учитывая значительные сезонные различия гидрометеорологических условий аварийных работ, полевые работы выполняются поэтапно в периоды: летне-осенней межени, зимнего ледостава, весеннего половодья.

На основе собранных информационных материалов определяются возможные варианты, (сценарии) развития аварии, планируются мероприятия по ее локализации и ликвидации для различных сезонов с указанием рубежей.

При разработке планов действий персонала аварийно-восстановительных пунктов необходимо руководствоваться всеми необходимыми нормативными документами.

5. Порядок приемки работ

Приемка выполненных этапов работ и работы в целом осуществляются Заказчиком на основании актов сдачи-приемки работ и отчетных материалов, представленных Исполнителем в соответствии с требованиями технического задания и календарного плана выполнения работ по договору.

6. Перечень документации, подлежащей оформлению и сдачи Заказчику по этапам работ

Сдаче заказчику подлежат:

План ликвидации разлива нефти на подводных переходах Волго-Ахтубинской поймы от МШК 547км до МШК 573км магистрального нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск».

- обоснование выбора рубежей локализации и сбора нефти (технический отчет) с учетом рассчитанного технического оснащения, включая силы и средства КТК-Р ЦР и подрядных организаций участвующих в ликвидации разливов нефти, а также возможного дополнительного привлечения сил и средств сторонних организаций;
- паспорта рубежей (включая топографический план рубежа, глубины, скорость течения и характеристики водотока в различные периоды года, крутизну береговых склонов, состав грунтов, схему размещения аварийного оборудования, схему, описание и хронометраж маршрутов подъездов к рубежам, в том числе, с учетом возможных неблагоприятных погодных условий);
- план и профиль участка подводного перехода нефтепровода и выбранных рубежей;
- ситуационная схема подводного перехода с указанием участков, чувствительных к нефтяному загрязнению, с нанесением возможного истечения нефти по существующему рельефу с определением сил и средств для локализации;
- компьютерная контрольно-информационная система, моделирующая АРН в различные времена года, при различных погодных условиях;
- рекомендации по изменению подъездных маршрутов и возможному дооснащению КТК и подрядных организаций участвующих в ликвидации разливов нефти;
- рекомендации по предварительному обустройству выбранных рубежей с учетом необходимых согласований и разрешений;
- уточненная фотосхема участков рек, расположенных ниже створа подводных переходов в период паводка и летней межени.

Представляемые данные (планы, профили, карты переходов) для включения в Геоинформационную систему КТК должны предоставляться в Государственной системе координат и Балтийской системе высот 1977 года.

Форматы, совместимые с ГИС КТК - шейп-файлы ESRI, базы геоданных ArcGIS, файлы AutoCAD.dwg.

Графические данные должны сопровождаться каталогами координат в табличном виде.

Все упомянутые материалы должны быть представлены как в электронном виде, так и на бумажных носителях.

Приложение:

Приложение 1 – сведения о ППМН Волго–Ахтубинской поймы.

Приложение 2 – общая схема ППМН Волго–Ахтубинской поймы.

Менеджер по ТО линейной части нефтепровода ЦР КТК-Р

Пастушков П.Г.

Приложение 1

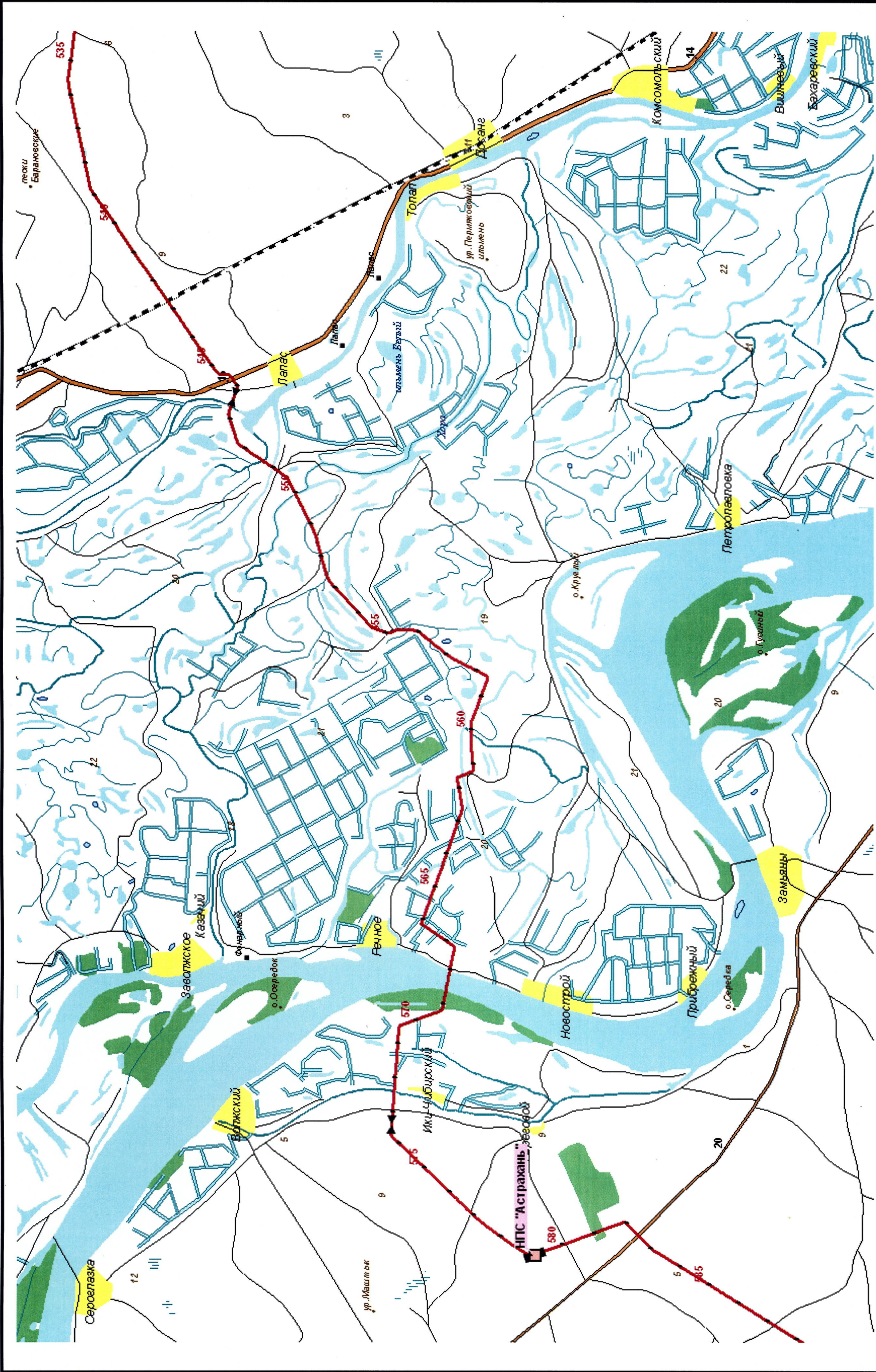
Сведения по переходам нефтепровода через малые водные преграды шириной более 25 м в межень

№ п/п	Регион	НПС	Участок	Наименование водной преграды	Диаметр, толщина стенки нефтепровода, мм	Марка стали	Км по трассе нефтепровода	Данные по переходу, м				Год ввода в эксплуатацию
								длина между задвижками	длина русловой части, м	максимальная глубина по оси нефтепровода, м	максимальная скорость течения, м/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Центральный регион АО "КТК-Р"	НПС "Астраханская"	452-674 км	р.Большой Ашулук	1020х16	X70	546,65-546,734	-	84	1,4	0,15	1989
2				ер.Грязный	1020х16	X70	549,2-549,3	-	55	0,7	0,10	1989
3				р.Ахтуба	1020х16	X70	549,53-549,710	-	144	3,4	0,20	1989
4				р.Хора	1020х16	X70	550,10-550,19	-	87	1,6	0,10	1989
5				р.Волга (ГНБ)	1016х20.1	X70	567,97-568,70	-	730	24,0	0,80	2001
6				ер.Курбатов	1020х16	X70	570,77-570,85	-	73	1,0	0,10	1989
7				ер.Ички-Барча	1020х16	X70	572,50-572,55	-	46	2,6	0,10	1989

Сведения по переходам нефтепровода через малые водные преграды шириной менее 25 м в межень
(заполняемые водой в период половодья и аварийного сброса воды с Волгоградской ГЭС)

№ п/п	Регион	НПС	Участок	Наименование водной преграды	Диаметр, толщина стенки нефтепровода, мм	Марка стали	Км по трассе нефтепровода	Ширина водной преграды в межень, м	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние		
										наличие провисов; длина, макс. высота провиса, м	наличие оголенных участков; длина, макс. высота оголения, м	наличие участков с недостаточным заглублением; длина, мин. глубина залегания, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Центральный регион АО "КТК-Р"	А-НПС-4А	452-674 км	ильмень без названия 549,38 км	1020х14	17Г1СУ	550,85-550,90	50	1989	нет	нет	-
2				ильмень без названия 549,81 км.	1020х14	17Г1СУ	552,3-552,370	40	1989	нет	нет	-
3				ер.Песчаный (551 км)	1020х14	17Г1СУ	550,95-550,97	20	1989	нет	нет	-
4				ер.Песчаный (552 км)	1020х14	17Г1СУ	551,95-551,97	20	1989	нет	нет	-
5				ер.Песчаный 552,67 км.	1020х14	17Г1СУ	552,67-552,69	20	1989	нет	нет	-
6				ер.Щучий 555,66	1020х14	17Г1СУ	555,66-555,68	20	1989	нет	нет	-
7				ер.Щучий 556,46 км.	1020х14	17Г1СУ	556,46-556,48	20	1989	нет	нет	-
8				ерик без названия 557,65 км.	1020х14	17Г1СУ	557,65-557,70	50	1989	нет	нет	-
9				ильм. Фадеевский	1020х14	17Г1СУ	558,68-558,70	20	1989	нет	нет	-
10				ер.Щучий 560,16	1020х14	17Г1СУ	560,18-560,21	30	1989	нет	нет	-
11				ер.Малый Щучий	1020х14	17Г1СУ	561,45-561,47	20	1989	нет	нет	-
12				оросительный канал 562,39 км.	1020х14	17Г1СУ	562,39-562,40	10	1989	нет	нет	-

13			оросительный канал 562,82 км.	1020х14	17Г1СУ	562,82-562,84	20	1989	нет	нет	-
14			ерик без названия 564,46 км.	1020х14	17Г1СУ	564,35-564,45	100	1989	нет	нет	-
15			оросительный канал 565,33 км.	1020х14	17Г1СУ	565,32-565,33	10	1989	нет	нет	-
16			ер.Попов	1020х14	17Г1СУ	566,38-566,44	60	1989	нет	нет	-



карты

Printed on 26.12.2011 15:43:13