

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора -
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев
 « » 2016 г.



Задание на проектирование № 168-15
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводные переходы
через водные преграды нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов».

1.	Наименование объекта
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводные переходы через водные преграды нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Реконструкция.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2017-2018гг.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод объектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства подводных переходов.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Точки подключения, полноту снятых коммуникаций с эксплуатирующей службой и

	<p>энергоснабжающей организацией;</p> <p>Разработать и согласовать проект планировки и межевания территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти.</p> <p>Предоставить в электронном виде и на бумажном проект планировки и межевания территории в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</p>
12.	Требования к выделению этапов строительства
	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Выделение этапов строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>
13.	Состав проектируемого объекта, основные технико-экономические показатели объекта проектирования
	<p>Проектом предусматривается строительство резервных ниток подводных переходов с подключением к действующим основным ниткам подводных переходов согласно техническим условиям ДТТ ОАО «СН-МНГ» (приложения №№1-6):</p> <p>13.1 Подводные переходы на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «К.76 – т.вр.К.32» (1 этап- 0,3 км; 2 этап -0,1 км);</p> <p>13.2 Подводный переход на участке зкл. №159-зкл.№155 нефтегазопровода «т.вр. К.15 – т.вр.К.14» - 0,35 км;</p> <p>13.3 Подводные переходы на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31» (1 этап- 0,3 км; 2 этап -0,07 км);</p> <p>13.4 Подводный переход нефтегазопровода «К.59– т.вр.К.22» - 0,4 км;</p> <p>13.5 Подводный переход высоконапорного водовода «т.вр.К.15 – т.вр.К.33» - 0,35 км;</p> <p>13.6 Подводный переход высоконапорного водовода «КНС-2 – т.вр.к.23» - 0,3 км.</p>
14.	Требования к техническим решениям
	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Технические решения, принимаемые в проекте должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства; – Основные требования к техническим решениям согласно техническим условиям ДТТ ОАО «СН-МНГ» (приложения №№1-6); – Диаметры проектируемых трубопроводов определить расчётом и согласовать с заказчиком. – При проектировании выполнить расчет максимальных суммарных напряжений, возникающих в сечении трубопроводов от неблагоприятных сочетаний нагрузок в период строительства и эксплуатации проектируемых трубопроводов в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* и РД-05.00-45.21.30-КТН-006-1-04 "Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения". – Положение проектируемого створа и точек входа и выхода буровой колонны определить с учетом оптимального размещения бурового комплекса, удобства выполнения буровых работ и работ по монтажу рабочего трубопровода. – Прокладку трубопровода выполнить в соответствии с требованиями СТН 51-4-92, СТН 06-92, СТН 01-92 "Строительство подводных переходов трубопроводов бестраншейным способом".

	<ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть электроснабжение электроздвижек, согласно техническим условиям ООО «МегионЭнергоНефть»; – Предусмотреть автоматизацию электроздвижек, согласно техническим условиям ДА, МиИТ ОАО «СН-МНГ»; - При проектировании учитывать утвержденный ОАО «СН-МНГ» «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промышленных трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.
16.	Идентификационные признаки объекта в соответствии со статьей 4 Федерального закона РФ №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
	<ul style="list-style-type: none"> – 16.1 Назначение: Проектируемые резервные нитки подводных переходов нефтепроводов предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин, водоводов – для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовых площадок и далее до скважин ППД. – 16.2 Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность: не принадлежит. – 16.3 Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения: отсутствуют. – 16.4 Принадлежность к опасным производственным объектам: Относится к опасным производственным объектам. – 16.5 Пожарная и взрывопожарная опасность: Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры), в соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г. – 16.6 Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: отсутствуют. - 16.7 Уровень ответственности: повышенный.
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), и). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНИП 12-03-2001, СНИП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).

18.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; – Разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод»; – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;
19.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>
	<p>Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</p>
20.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<p>Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).</p>
21.	<p>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</p>
	<p>Не требуется</p>
22.	<p>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ; – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013; – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации; – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.

23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение №1 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводные переходы на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «К.76 – т.вр.К.32»;</p> <p>Приложение №2 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход на участке зкл. №159-зкл.№155 нефтегазопровода «т.вр. К.15 – т.вр.К.14»;</p> <p>«Приложение №3 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводные переходы на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31»;</p> <p>Приложение №4 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход нефтегазопровода «К.59– т.вр.К.22»;</p> <p>«Приложение №5 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход высоконапорного водовода «т.вр.К.15 – т.вр.К.33»;</p> <p>Приложение №6 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход высоконапорного водовода «КНС-2 – т.вр.к.23»;</p> <p>Приложение №7 Технические условия на электроснабжение электроздвижек</p> <p>Приложение №8 Технические условия на автоматизацию электроздвижек</p> <p>Приложение №9 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №10 «Письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства №ПА-39615 от 16.06.15г.»;</p> <p>Приложение №11 «Образец для расчета стоимости работ строительства объекта»;</p> <p>Приложение №12 «Ограждение узла задвижек»;</p> <p>Приложение №13 «Образец выполнения надписей на аншлаге»;</p> <p>Приложение №14 «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</p>
25.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
26.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить для проведения внутренней экспертизы ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика; – Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования; – При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика. – Материалы и оборудование должны иметь коды SAP R3, согласно требований Заказчика.

Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:											
№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание	
Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».											
– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно утверждённого перечня по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).											
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР										
– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №9);											
– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arg, *.xml, *.xls;											
– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 11 включить в состав пояснительной записки;											
– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.											
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД										
– Согласовать проектные решения с заказчиком;											
– Опросные листы на оборудование согласовать со службами ОАО «СН-МНГ»;											
– После получения положительного заключения гос.экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).											
31.	Особые условия										
– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;											
– Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);											
– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемых трубопроводов;											
– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов;											
– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;											
– Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Заказчика.											
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании										
В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного											

	надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ; – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ



А.Б.Романенко

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 168-15
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводные переходы
через водные преграды нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов»

<p>Заместитель Генерального директора - Директор по капитальному строительству</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера по инфраструктуре</p> <p>Седякин А.С.</p> <p>"26" 09 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p>Мережкин Р.А.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>
<p>Начальник УКС и РО</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>	<p>Начальник НГП-3 ВНГДУ</p> <p>Коваленко В.С.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>
<p>Зам.начальника ООПИР ДПИРиВОЭ</p> <p>Игнатов С.В.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>	<p>Начальник Управления «Сервис-Нефть»</p> <p>Паливода Р.Б.</p> <p>"__" "__" 2015г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНП»

М.Г. Разин
« / » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.

Подводных переходов на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «к.76 – т.вр.к.32»

1. Месторождение, район строительства.	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 1800000000001
3. Состав проектируемого объекта.	1 Этап. Подводный переход на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «к.76 – т.вр.к.32» - резервная нитка 2 Этап. Подводный переход на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «к.76 – т.вр.к.32» - резервная нитка
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности; – Для строительства нефтегазопровода рассмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ; – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами;

- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ($\text{м}^3/\text{сут.}$, $\text{т}/\text{сут.}$), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять $40 \text{ кг}/\text{см}^2$;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает $25 \text{ кг}/\text{см}^2$ необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов через водные преграды, согласно нормам проектирования;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1,5^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее $1,5\text{м}$);

- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2;
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку;
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается;
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны;
- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.

5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>1 Этап. Подводный переход на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «к.76 – т.вр.к.32» - резервная нитка</p> <p>2 Этап. Подводный переход на участке зкл.№123г-зкл.№119 нефтегазопровода «к.76 – т.вр.к.32» - резервная нитка</p> <p>От к.76 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 810 \text{ м}^3/\text{сут}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 18 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 168 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> – Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; – Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода; – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; – Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; – Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТГ



А.И. Гибадуллин

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Р.М. Барщевский



Предлагаемая схема подключения проектируемого подводного перехода (зкл.№123г-зкл.№119)
нефтегазопровода «к.76 – т.вр.к.32» Северо-Покурского м/р. Приложение № 1

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,3 км

К-32

610р

2 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,1 км

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» и ПТО ВНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

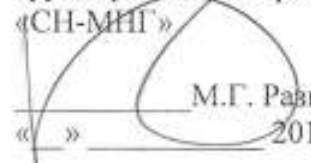
К-76-766

Исполнитель

Должность: Ведущий инженер ГИИНТ

Ф.И.О.: Гибадуллин А.И.

подпись

УТВЕРЖДАЮ:
 Начальник департамента
 трубопроводного транспорта
 «СН-МНГ»

 М.Г. Равин
 « » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту
 «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.

Подводный переход на участке зкл.№159-зкл.№155 нефтегазопровода «т.вр.к.15 – т.вр.к.14»

1. Месторождение, район строительства.	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017623
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход на участке зкл.№159-зкл.№155 нефтегазопровода «т.вр.к.15 – т.вр.к.14» - резервная нитка
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности; – Для строительства нефтегазопровода рассмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ; – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами; – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям

- эксплуатации проектируемого объекта;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;
 - Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
 - Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
 - При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ($\text{м}^3/\text{сут.}$, $\text{т}/\text{сут.}$), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. (Приложение № 4);
 - При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять $40 \text{ кг}/\text{см}^2$;
 - При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает $25 \text{ кг}/\text{см}^2$ необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов через водные преграды, согласно нормам проектирования;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее $1,5\text{м}$);
 - Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со

	<p>съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам: <ul style="list-style-type: none"> а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку; – В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком); – Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается; – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций; – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Подводный переход на участке зкл.№159-зкл.№155 нефтегазопровода «т.вр.к.15 – т.вр.к.14»</p> <p>От т.вр.к.15 по проектируемому нефтегазопроводу</p>

	<p>нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 10 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> – Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; – Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода; – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; – Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; – Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Р.М. Барщевский



Предлагаемая схема подключения проектируемого подводного перехода (зкл.№159-зкл.№155)
нефтегазопровода «т.вр.к.15 – т.вр.к.14» Северо-Покурского м/р. Приложение № 1

Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,35 км

К-41

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» и ПТО ВНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

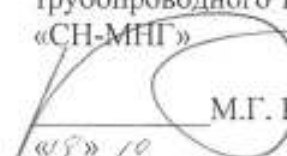
Исполнитель

Должность: Ведущий инженер ГИИНТ

Ф.И.О.: Гибадуллин А.И.

подпись

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНГ»

 М.Г. Вазин
«18» 10 2015 г.
ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯна разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.

Подводных переходов на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31»

1. Месторождение, район строительства.	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 1300000017630
3. Состав проектируемого объекта.	1 Этап. Подводный переход на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31» - резервная нитка 2 Этап. Подводный переход на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31» - резервная нитка
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности; – Для строительства нефтегазопровода рассмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ; – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами; – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ)

проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;

- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ($\text{м}^3/\text{сут.}$, $\text{т}/\text{сут.}$), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять $40 \text{ кг}/\text{см}^2$;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает $25 \text{ кг}/\text{см}^2$ необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов через водные преграды, согласно нормам проектирования;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1,5D$ - 15° , 30° , 45° , 60° , 90° . (расстояние между отводами не менее $1,5\text{м}$);
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям, изложенным в

	<p>Приложении 2;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам: <ul style="list-style-type: none"> а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку; – В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком); – Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается; – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций; – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>1 Этап. Подводный переход на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31» - резервная нитка</p> <p>2 Этап. Подводный переход на участке зкл.№118а-зкл.№117 нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31» - резервная нитка</p> <p>От к.74 по проектируемому нефтегазопроводу</p>

	<p>нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} = 1020 \text{ м}^3/\text{сут}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 20 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 159 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> – Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; – Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода; – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; – Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; – Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Р.М. Барщевский



Предлагаемая схема подключения проектируемых подводных переходов (зкл.№118а-зкл.№117)
нефтегазопровода «к.74 – т.вр.к.31» Северо-Покурского м/р. Приложение № 1

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,3 км

2 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,07 км

555р

К-74

К-31

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» и ПТО ВНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, запозенными в проекте)

Исполнитель

Должность: Ведущий инженер ГИИНТ

Ф.И.О.: Гибадуллин А.И.

подпись

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНГ»

М.Г. Разин

«__» _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Нефтегазопровод «к.59-
т.вр.к.22»(водный переход)

1. Месторождение, район строительства.	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017586
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «к.59-т.вр.к.22» (водный переход)
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> –Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; –В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); –В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода рассмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ. –Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; –Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.

- Срок эксплуатации нефтегазопроводов определить проектом.
- Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемого трубопровода к существующей системе трубопроводов.
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком.
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций.
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода (м³/сут., т/сут.), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.(Приложение 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см² необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°,30°,45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть

	<p>демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <ul style="list-style-type: none"> -Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается. -Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; -При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; -Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; -В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; -При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. -На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. -При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтегазопровод «к.59-г.вр.к.22»(водный переход)</p> <p>От к.59 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж-1172} \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н-119} \text{ т/сут.}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-2 Северо-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 20 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p>
6. Особые условия.	<p>Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</p> <ul style="list-style-type: none"> -Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. -Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ -Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопровода.

	-Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Инженер 2 категории группы ИиНТ ДТТ



Р.С. Щедранов

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Р.А. Мережкин

Р.М. Барщевский





- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (попудная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТО ВНГДУ и ПТС «Сервис-Нефть» обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнить их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНТ»

М.П. Разин
2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход высоконапорного водовода «т.вр.к.15 – к.33»

1. Месторождение, район строительства.	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017710
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход на участке зкл.№6-зкл.№4 высоконапорного водовода «т.вр.к.15 – к.33» - резервная нитка
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности; – Для строительства нефтегазопровода рассмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДГТ; – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами; – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; – Предусмотреть проектным решением отсыпку

- территории и подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации высоконапорного водовода определить проектом;
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
 - Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
 - При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ($\text{м}^3/\text{сут.}$, $\text{т}/\text{сут.}$), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. (Приложение № 4);
 - При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов $210 \text{ кг}/\text{см}^2$;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов через водные преграды, согласно нормам проектирования;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее $1,5\text{м}$);
 - Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2;
 - Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) врезка тройником,
 - б) подключение в существующую задвижку;
 - В случае необходимости, если бездействующие

	<p>трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается; – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций; – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Подводный переход на участке зкл.№6-зкл.№4 высоконапорного водовода «т.вр.к.15 – к.33» - резервная нитка</p> <p>От т.вр.к.15 по проектируемому высоконапорному водоводу подтоварная вода в объеме $Q_{ж-2050} \text{ м}^3/\text{сут.}$ поступает по системе высоконапорных водоводов на к.13,33,34,65 Северо-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 125 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 168 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> – Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;

	<ul style="list-style-type: none"> – Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода; – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; – Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; – Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барцевский



Предлагаемая схема подключения проектируемого подводного перехода
высоконапорного водовода «т.вр.к.15 – к.33» Северо-Покурского м/р. Приложение № 1

Проектируемый высоконапорный
водовод, L=0,35 км

609р

Исполнитель

Должность: Ведущий инженер ГИИНТ

Ф.И.О.: Гибадуллин А.И.

подпись

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» и ПТО ВНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНГ»

М.Г. Разин
« » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход высоконапорного водовода «КНС-2 – т.вр.к.23»

1. Месторождение, район строительства.	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 1300000017655
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход на участке зкл.№90-зкл.№81 высоконапорного водовода «КНС-2 – т.вр.к.23» - резервная нитка
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности; – Для строительства нефтегазопровода рассмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ; – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами; – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;

- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации высоконапорного водовода определить проектом;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ($\text{м}^3/\text{сут.}$, $\text{т}/\text{сут.}$), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов $210 \text{ кг}/\text{см}^2$;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов через водные преграды, согласно нормам проектирования;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее $1,5\text{м}$);
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2;
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) врезка тройником,
 - б) подключение в существующую задвижку;

	<ul style="list-style-type: none"> – В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком); – Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается; – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций; – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнять с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Подводный переход на участке зкл.№90-зкл.№81 высоконапорного водовода «КНС-2 – т.вр.к.23» - резервная нитка</p> <p>От КНС-2 по проектируемому высоконапорному водоводу подтоварная вода в объеме $Q_{ж}=3280 \text{ м}^3/\text{сут.}$ поступает по системе высоконапорных водоводов на к.23,63,78 Северо-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 110 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 168 мм.</p>

6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> – Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; – Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода; – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; – Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; – Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барцевский



Предлагаемая схема подключения проектируемого подводного перехода
высоконапорного водовода «КНС-2 – т.вр.к.23» Северо-Покурского м/р. Приложение № 1

К-45

1 Этап. Проектируемый
высоконапорный водовод, L-0,3 км

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» и ПТО ВНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

608р

608р

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИНТ

Гибатуллин А.И.

подпись

Технические условия № 373-2016 от 14.12.2016.

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке нефтегазопровода «К.59-т.вр.К.22» Северо-Покурского месторождения».
Запрашиваемая мощность – 32 кВт (16 кВт, кол-во задвижек – 2 штуки).

1. Разработать проект электроснабжения электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке нефтегазопровода «К.59-т.вр.К.22» Северо-Покурского месторождения».
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
 - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ для электроснабжения электроприводных задвижек.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категория надёжности электроснабжения – III.
 - 6.4. Точки подключения:
- Существующая опора №45 ВЛ-6кВ Ф-13 ПС-35/6кВ «КНС-2бис». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-2бис» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
 - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 6.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 6.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ.
 - 6.11. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
 - 6.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
 - 6.16. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перевязки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты перевязки согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.17. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.20. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.21. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприводов задвижек по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.22. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.23. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.24. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-13 ПС-35/6кВ «КНС-2бис» - на 1 листе в 1 экземпляре.

**Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»**



В.В. Долгушин

**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



С.Ю. Мухин



Технические условия № 374-2015 от 14.12.2015

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке высоконапорного водовода «КНС-2-т.вр.К.23» Северо-Покурского месторождения».

Запрашиваемая мощность – 32 кВт (16 кВт, кол-во задвижек – 2 штуки).

1. Разработать проект электроснабжения электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке высоконапорного водовода «КНС-2-т.вр.К.23» Северо-Покурского месторождения».
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
 - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ для электроснабжения электроприводных задвижек.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категория надёжности электроснабжения – III.
 - 6.4. Точки подключения:
- Существующая опора №45 ВЛ-6кВ Ф-9 ПС-35/6кВ «КНС-2бис». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-2бис» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
 - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 6.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 6.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ.
 - 6.11. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
 - 6.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
 - 6.16. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.17. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.20. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.21. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприводов задвижек по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.22. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.23. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.24. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-9 ПС-35/6кВ «КНС-2бис» - на 1 листе в 1 экземпляре.

**Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»**



В.В. Долгушин

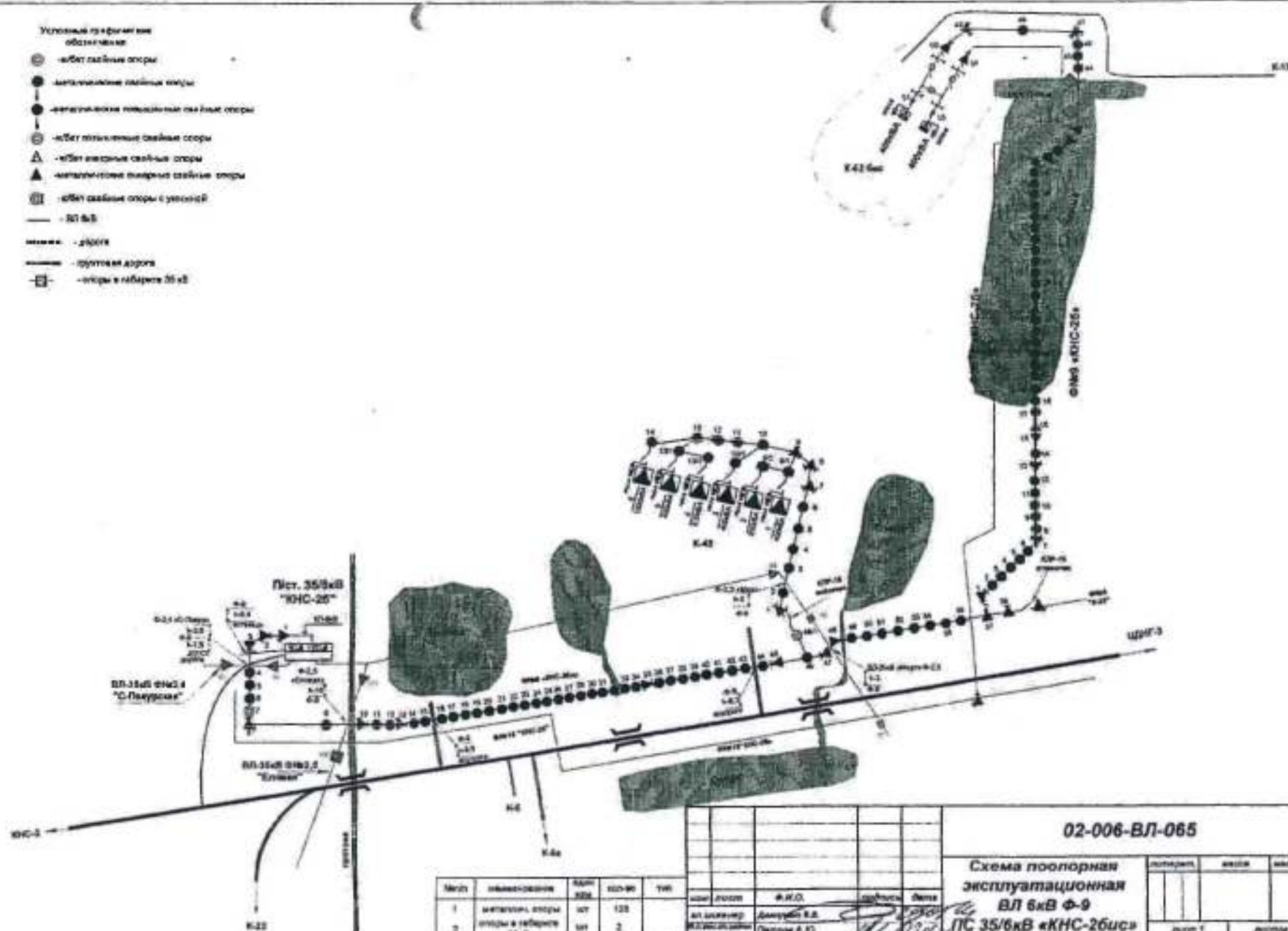
**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



С.Ю. Мухин



- Условные графические обозначения:
- - железобетонные опоры
 - - металлические опоры
 - - металлические опоры с изоляторами
 - - железобетонные опоры с изоляторами
 - ▲ - железобетонные опоры с изоляторами
 - ▲ - металлические опоры с изоляторами
 - - железобетонные опоры с изоляторами
 - - ВЛ 6кВ
 - - дорога
 - - грунтовая дорога
 - - опоры в наборе 20 кВ



№ п/п	наименование	длина	материал	тип
1	металлические опоры	100	ст	100
2	опоры в наборе 20кВ	100	ст	2
3	железобетонные опоры	100	ст	2
4	марка провода	100	ст	2
5	длина в метрах	100	ст	2

№ п/п	наименование	длина	материал	тип
1	металлические опоры	100	ст	100
2	опоры в наборе 20кВ	100	ст	2
3	железобетонные опоры	100	ст	2
4	марка провода	100	ст	2
5	длина в метрах	100	ст	2

02-006-ВЛ-065			
Схема поопорная эксплуатационная ВЛ 6кВ Ф-9 ПС 35/6кВ «КНС-26ис»			
№ п/п	наименование	длина	материал
1	металлические опоры	100	ст
2	опоры в наборе 20кВ	100	ст
3	железобетонные опоры	100	ст
4	марка провода	100	ст
5	длина в метрах	100	ст

ООО «МЭН»

Сетевой район №2

Технические условия № 375-2015 от 14.12.2015
на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке зкл№123г-зкл№119 нефтегазопровода «К.76-т.вр.К.32» Севоро-Покурского месторождения». Запрашиваемая мощность – 64 кВт (16 кВт, кол-во задвижек – 4 штуки).

1. Разработать проект электроснабжения электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке зкл№123г-зкл№119 нефтегазопровода «К.76-т.вр.К.32» Севоро-Покурского месторождения».
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
 - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ для электроснабжения электроприводных задвижек.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категория надёжности электроснабжения – III.
 - 6.4. Точки подключения:
 - 6.4.1. I этап: Существующая опора №107 ВЛ-6кВ Ф-11 ПС-35/6кВ «Куст-27». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.4.2. II этап: Существующая ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-43» пролет опор №№59-62. Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-27», ПС-35/6кВ «Куст-43» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
 - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 6.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 6.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ.
 - 6.11. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
 - 6.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
 - 6.16. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов пересечения этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и

повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».

- 6.17. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.20. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.21. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприводов задвижек по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.22. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.23. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.24. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-11 ПС-35/6кВ «Куст-27» - на 1 листе в 1 экземпляре.

2.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-43» - на 1 листе в 1 экземпляре.

**Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»**



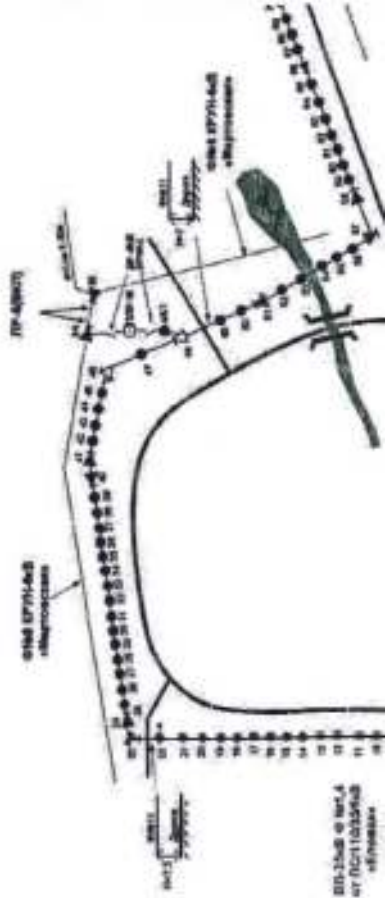
В.В. Долгушин

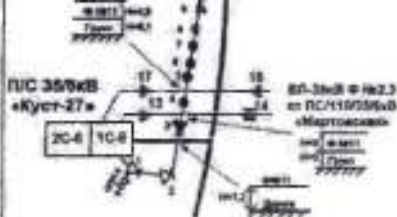
**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



С.Ю. Мухин





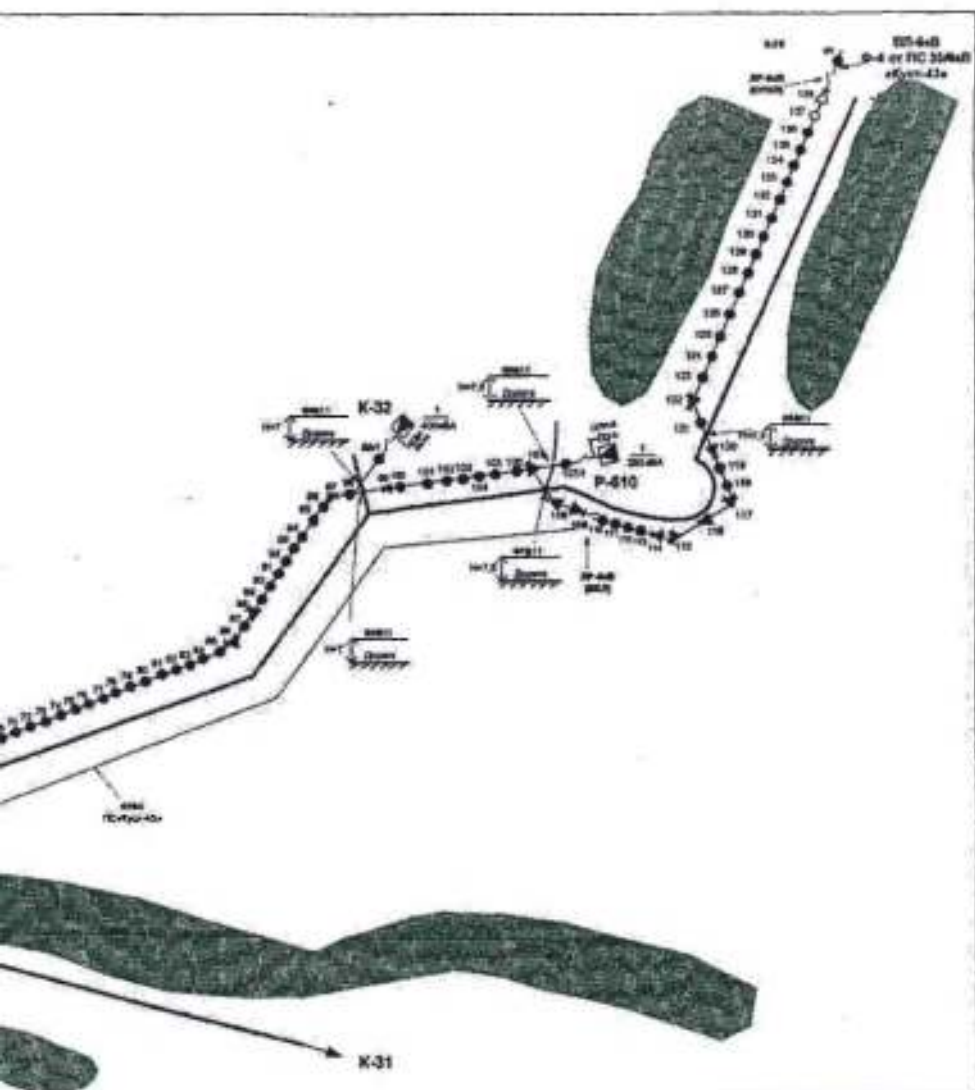


Условные графические
обозначения

- - сваи из металла, опора
- - сваи из бетона, опора
- ▲ - металлическая свая опора с двумя укосами
- △ - металлическая свая опора с одним укосом
- ⊙ - ж/б колонна опора
- △ - железобетонная опора с одним укосом
- - ВЛ 6х6
- - дорога бетон
- - дорога грунтовая

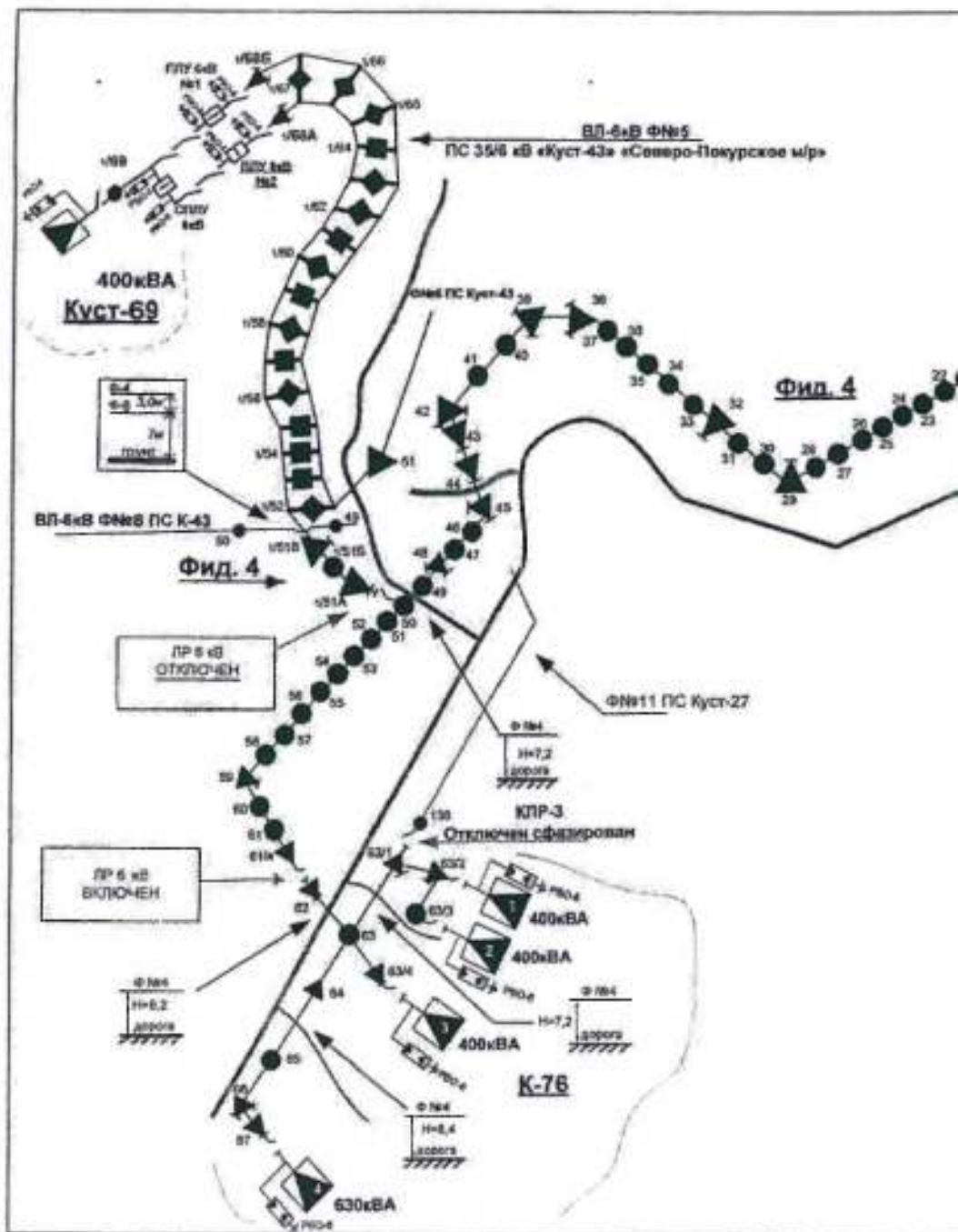


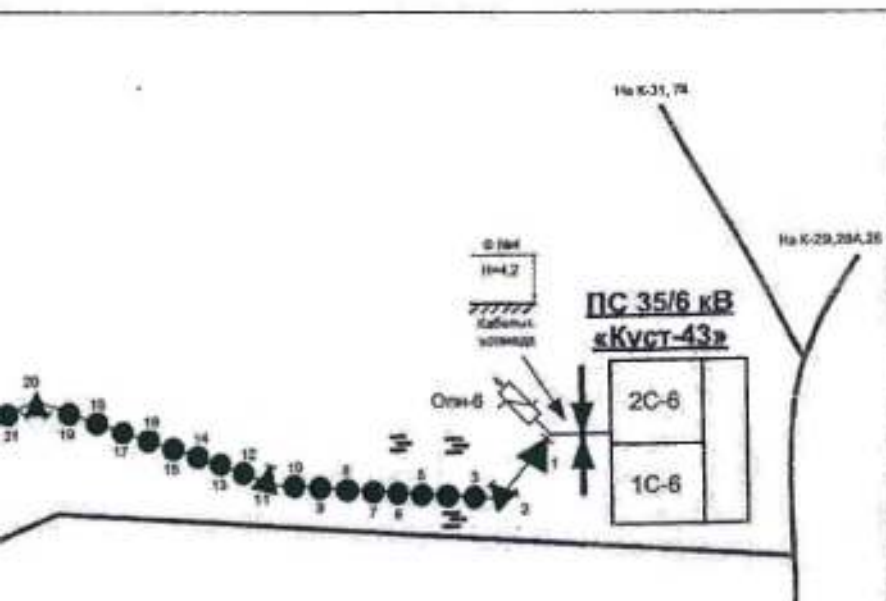
Report on
C/O 3504B «K-25»



№ п/п	наименование	ЕД. ИЗМ.	количество	цена
1	материалы, работы	м/п	80	
2	мат. работы	м/п	25	
3	прочие работы	м/п	2,50	
4	материалы			А-05

№ п/п	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	02-006-ВЛ-030
1	Лист	Долгушев В.В.		23.01.14	ВЛ 030-006-1
2	Лист	Петров А.Ю.		23.01.14	ТУС 356х8 «Угол-27»
3	Лист	Маринин А.И.		23.01.14	Северо-Полуостров м/р
4	Лист	Хасанов Н.Х.		23.01.14	Полуостров м/р
5	Лист	Детерев А.И.		23.01.14	ООО «МЗР»
6	Лист				СП №2





Наименование	Тип, марка	Кол-во
Длина ВЛ, км		7,1
Провод, мм	А-95; АС-120	21,3
Опоры (всего), шт		88
▲ мет. анкерные	ПБ-10-2	12
● мет. пром. опоры	ст. труба	60
⬠ мет. ан. свайные опоры габарита ВЛ 35кВ		9
⬠ мет. пром. свайные опоры габарита ВЛ 35кВ		7
—E-30—	РВ0-6	6
ТТ «ЛН4	200/5	
	ВЛ 6кВ	
	Кабельная эстакада	
	грунтов. автодорога	
	нефтепровод	
	болото	
	лес	

Имя	Пол	Ф.И.О.	Подпись	Дата	02-006-ВЛ-031	
Гл. инженер		Долгушин В.В.		26.01.14	ВЛ 6кВ «ЛН4» ПС 35/6 кВ «Куст-43» Северо-Полудное и/л Полудное село	Листер
Зам.гл.инж. по СУ		Петров А.Ю.		26.01.14		Дист.
Нач. ЦДС		Мушкетер А.В.		26.01.14	ООО «МЭН»	Слр №2
Нач. ПТО		Морозов А.В.		26.01.14		
Нач. С/р №2		Хасан Н.Ж.		29.01.14		
Выполнен		Детков А.И.		29.01.14		