



УТВЕРЖДАЮ:

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

А.М. Пятёв
« » 2016 г.

Задание на проектирование № 167-15
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Подводные переходы через водные преграды нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов».

1.	Наименование объекта
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Подводные переходы через водные преграды нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский 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
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства подводных переходов. Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012. Согласовать: <ul style="list-style-type: none">– Задание на инженерные изыскания с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;– Точки подключения, полностью 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 Подводный переход (зкл.№12-10(12-9) - зкл.№12-7(12-8) нефтегазопровода «т.вр.к.23 - ЦДНС» - 0,4 км;</p> <p>13.2 Подводный переход (зкл.№17-6 - зкл.№17-7)нефтегазопровода «МДНС-3 - ЦДНС»-0,4 км;</p> <p>13.3 Подводный переход (зкл.№58-4 – зкл.№58-7) нефтегазопровода «К.52 – т.вр. К.37» -0,3км;</p> <p>13.4 Подводный переход «Подводный переход – пр.Баграс» (зкл.№20-5 – зкл.№20-6) нефтегазопровода «т.вр.К.36 – т.вр. К.23,25» - 0,5км;</p> <p>13.5 Подводный переход (зкл.№21-4 – зкл.№20-4) нефтегазопровода «т.вр.К.8 – т.вр. К.36 (ПК 3+55)» - 0,36 км;</p> <p>13.6 Подводные переходы высоконапорного водовода «МБКНС-3 – к.26» - 0,4км; 0,15км.</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,МнИТ 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), н). 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.	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» – 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.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций 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.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности 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).
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации – 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 «Подводный переход (зкл.№12-10(12-9) - зкл.№12-7(12-8) нефтегазопровода «т.вр.к.23 - ЦДНС»;</p> <p>Приложение №2 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход (зкл.№17-6 - зкл.№17-7) нефтегазопровода «МДНС-3 - ЦДНС»;</p> <p>«Приложение №3 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход (зкл.№58-4 – зкл.№58-7) нефтегазопровода «К.52 – т.вр. К.37»;</p> <p>Приложение №4 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход «Подводный переход – пр.Баграс» (зкл.№20-5 – зкл.№20-6) нефтегазопровода «т.вр.К.36 – т.вр. К.23,25»;</p> <p>«Приложение №5 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводный переход (зкл.№21-4 – зкл.№20-4) нефтегазопровода «т.вр.К.8 – т.вр. К.36 (ПК 3+55»;</p> <p>Приложение №6 «Технические условия ДТТ на разработку ПСД по объекту «Подводные переходы высоконапорного водовода «МБКНС-3 – к.26»;</p> <p>Приложение №7 Технические условия на электроснабжение электродвигателей</p> <p>Приложение №8 Технические условия на автоматизацию электродвигателей</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 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).</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.

	<p>– Материалы и оборудование должны иметь коды SAP R3, согласно требований Заказчика.</p> <p>Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:</p>										
	№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание
	<p>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».</p> <p>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно утвержденного перечня по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</p>										
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР										
	<p>– 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);</p> <p>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.agr, *.xml, *.xls;</p> <p>– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 11 включить в состав ПЗ;</p> <p>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</p>										
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД										
	<p>– Согласовать проектные решения с заказчиком;</p> <p>– Опросные листы на оборудование согласовать со службами ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>– После получения положительного заключения гос.экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).</p>										
31.	Особые условия										
	<p>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</p> <p>– 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. Пост. Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</p> <p>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемых трубопроводов;</p> <p>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов;</p> <p>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</p> <p>– Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Заказчика.</p>										
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании										
	<p>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</p>										

	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 № 167-15
«Обустройство Мегнионского 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>"14" 04 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p>Евдокимов В.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник УКС и РО</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник НГП-2 АНГДУ</p> <p>Айдабулов Л.А.</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-МНГ»

М.Г. Разин
« » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Мегионского месторождения нефти.

Подводный переход (зкл.№12-10(12-9)-зкл.№12-7(12-8)) нефтегазопровода «т.вр.к.23 - ЦДНС»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017947
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход (зкл.№12-10(12-9)-зкл.№12-7(12-8)) нефтегазопровода «т.вр.к.23- ЦДНС»
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 (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 существующие трубопроводы. 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;
- 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 1,5м);
- 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 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.

Подводный переход (зкл.№12-10(12-9)-зкл.№12-7(12-8)) нефтегазопровода «т.вр.к.23- ЦДНС»

От т.вр.к.23 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе

	<p>нефтегазопроводов на пункт сбора ЦДНС Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Диаметр в точке подключения - 325 мм.</p> <p>Объем жидкости и давление в точке подключения запросить дополнительно на дату фактического проектирования.</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 АНГДУ 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 АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В. Евдокимов

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Р.М. Барщевский

Предлагаемая схема подключения проектируемого подводный переход (зкл.№12-10(12-9)-зкл.№12-7(12-8))
нефтегазопровода «т.вр.к.23 - ЦДНС» Мегионского м/р. Приложение № 1

ГУ-4
К-4

30р

522р

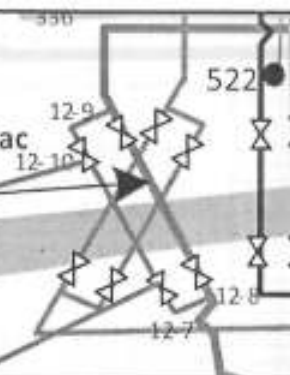
Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,4 км

Р
КНС-3

КНС-36

КНС-3

М-0021.4 пр.М.Баграс ПК 20+00 (начало) - пр.М.Баграс
подводный переход (конец) правый
Ø273x12,18мм L-260м 1996г.



- 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 АНГДУ 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. Разин
« / » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Мегионского месторождения нефти.

Подводный переход (зкл.№17-6-зкл.№17-7) нефтегазопровода «МДНС-3 - ЦДНС»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017999
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход (зкл.№17-6-зкл.№17-7) нефтегазопровода «МДНС-3 - ЦДНС» - 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 ДТГ 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

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.

Подводный переход (зкл.№17-6-зкл.№17-7) нефтегазопровода «МДНС-3 - ЦДНС»

От МДНС-3 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе

	<p>нефтегазопроводов на пункт сбора ЦДНС Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения определить по результатам изысканий.</p> <p>Диаметр в точке подключения - 219,1 мм.</p> <p>Объем жидкости и давление в точке подключения запросить дополнительно на дату фактического проектирования.</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 АНГДУ 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 АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В. Евдокимов

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Р.М.Баршевский

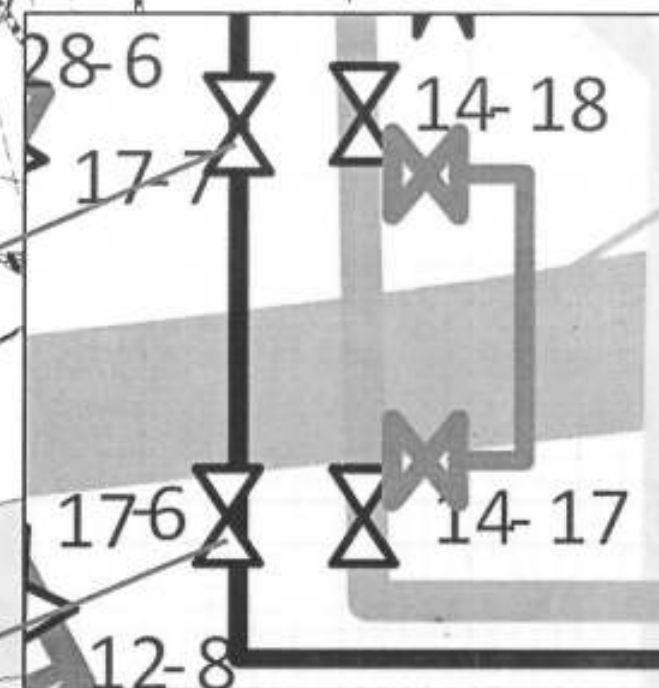
Предлагаемая схема подключения проектируемого подводный переход (зкл.№17-6-зкл.№17-7)
нефтегазопровода «МДНС-3 - ЦДНС» Мегионского м/р. Приложение № 1

ГУ-4
К-4

30р
522р

Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,4 км

Р
КНС-3



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 АНГДУ 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-МНР»

М.Г. Разин
« _ » _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту

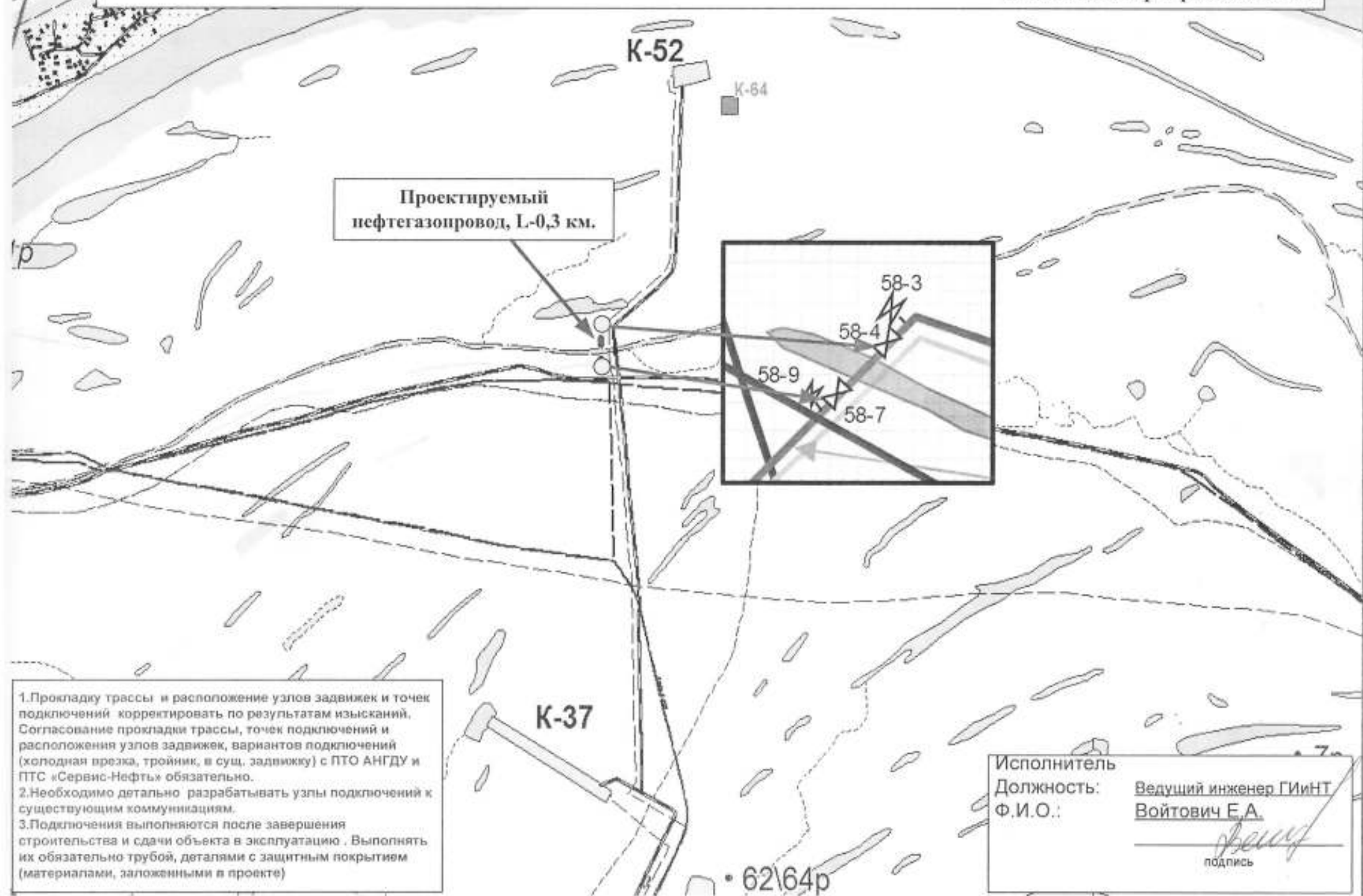
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.

Подводный переход (зкл.№58-4-зкл.№58-7) нефтегазопровода «к.52 – т.вр.к.37»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000018033
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход (зкл.№58-4-зкл.№58-7) нефтегазопровода «к.52 – т.вр.к.37» - 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 клапаны 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; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узлов контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; – Предусмотреть проектным решением отсыпку

- территории и подъездных путей крановых узлов.
- Срок эксплуатации нефтегазопроводов определить проектом.
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
 - На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
 - 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 съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2.
 - Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

	<p>а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку</p> <p>– 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);</p> <p>– 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.</p> <p>– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</p> <p>– 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;</p> <p>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</p> <p>– 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.</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Подводный переход (зкл.№58-4-зкл.№58-7) нефтегазопровода «к.52 – т.вр.к.37»</p> <p>От к.52 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж}=145 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н}=35 \text{ т/сут.}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 15 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 159мм.</p>
6. Особые условия.	<p>– Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</p> <p>– Перед проведением изысканий в обязательном порядке</p>



УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МН»

М.Г. Разин
« » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

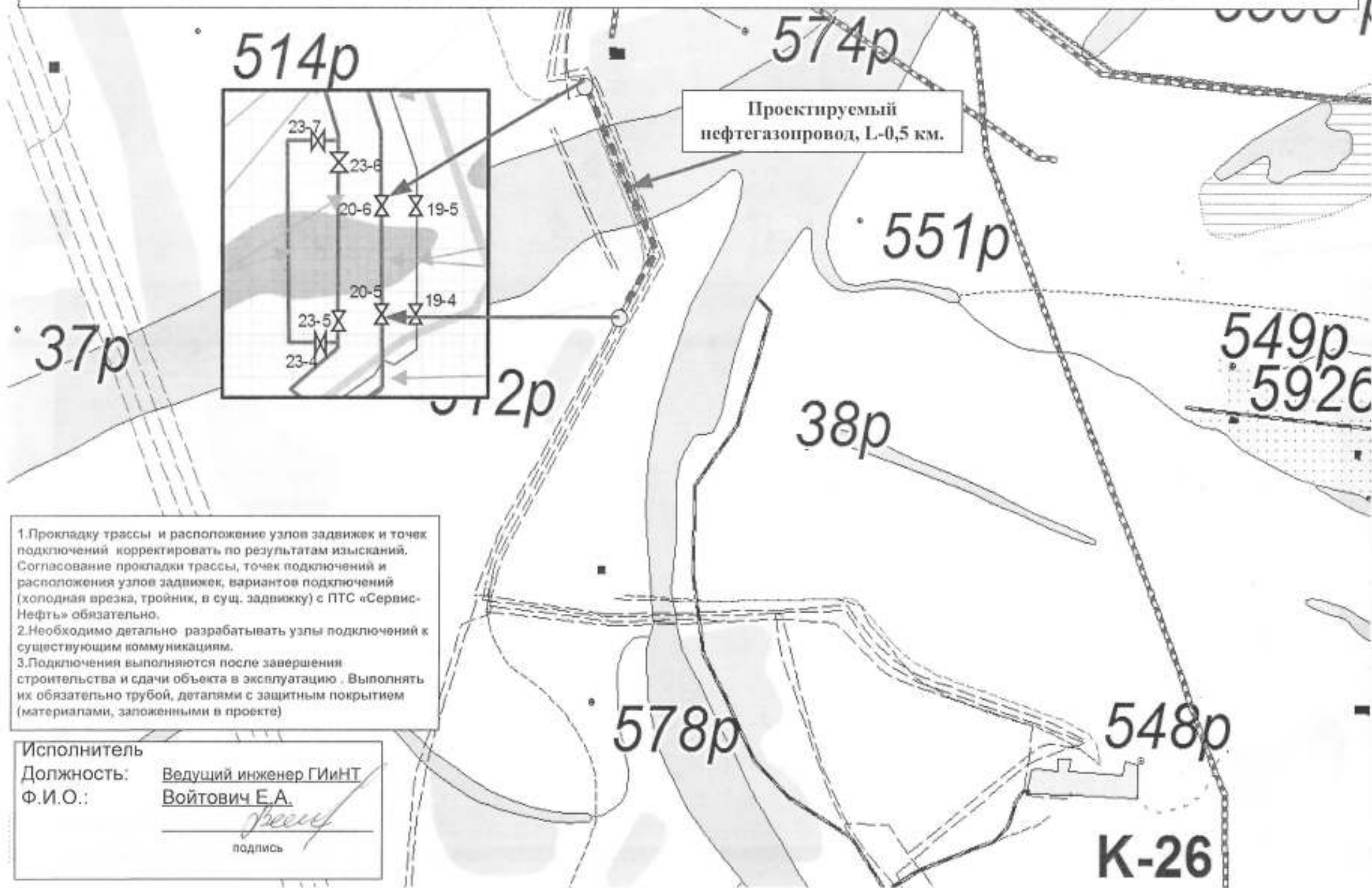
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Подводный переход «Подводный переход - пр. С. Баграс» (зкл.№20-5 – зкл.№20-6) Нефтегазопровода «т.вр.к.36-т.вр.к.23,25»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017947
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход «Подводный переход - пр. С. Баграс» (зкл.№20-5 – зкл.№20-6) Нефтегазопровода «т.вр.к.36-т.вр.к.23,25» - 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; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узлов контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ; – Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;

- Срок эксплуатации нефтегазопроводов определить проектом;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
- 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 (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

	<p>построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку <p>– 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);</p> <p>– 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;</p> <p>– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</p> <p>– 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;</p> <p>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;</p> <p>– 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;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
<p>5. Требования к технико-экономическим показателям.</p>	<p>Подводный переход «Подводный переход - пр. С. Баграс» (зкл.№20-5 – зкл.№20-6) Нефтегазопровода «т.вр.к.36-т.вр.к.23,25»</p> <p>От группы кустов 8,26,27,34,37,43,36 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж}-3389 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н}-249 \text{ т/сут.}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 17 кгс/см^2.</p>

Предлагаемая схема подключения проектируемого подводного перехода «Подводный переход - пр.С. Баграс»
(зкл.№20-5 – зкл.№20-6) нефтегазопровода «т.вр.к.36-т.вр.к.23,25» Мегионского м/р. Приложение № 1



УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНГ»

М.Г. Разин
« » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

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

Подводный переход (зкл. №21-4-зкл. №20-4) нефтегазопровода «т.вр.к.8 - т.вр.к.36(ПК 3+55)»

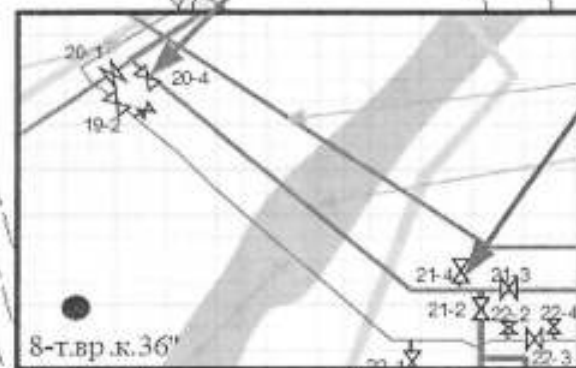
1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017949
3. Состав проектируемого объекта.	Подводный переход (зкл. №21-4-зкл. №20-4) нефтегазопровода «т.вр.к.8 - т.вр.к.36(ПК 3+55)» - 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 клапаны 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; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узлов контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; – 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);
- На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
- 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 съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2;
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по

	<p>следующим вариантам:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку <p>– 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);</p> <p>– 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;</p> <p>– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</p> <p>– 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;</p> <p>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;</p> <p>– 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;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Подводный переход (зкл.№21-4-зкл.№20-4) нефтегазопровода «т.вр.к.8 - т.вр.к.36(ПК 3+55)»</p> <p>От т.вр.к.8 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж}=3895 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н}=264 \text{ т/сут.}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 17 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам</p>

**Предлагаемая схема подключения проектируемого подводный переход (зкл.№21-4-зкл.№20-4)
нефтегазопровода «т.вр.к.8 - т.вр.к.36(ПК 3+55)» Мегионского м/р. Приложение № 1**

Проектируемый
нефтегазопровод, L-0,36 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» 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:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИНТ

Войтович Е.А.

подпись

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
«СН-МНГ»

М.Г. Разин
« » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Подводные переходы высоконапорного водовода «МБКНС-3 – к.26»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017945
3. Состав проектируемого объекта.	1 Этап. Подводный переход на участке зкл.№153-зкл.№162,163 высоконапорного водовода «МБКНС-3(зкл.№152,153) – к.26(зкл.№182,183)» - резервная нитка 2 Этап. Подводный переход на участке зкл.№162,163-зкл.№165,166 высоконапорного водовода «МБКНС-3(зкл.№152,153) – к.26(зкл.№182,183)» - 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 клапаны 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 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° , 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 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 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.

1 Этап. Подводный переход на участке зкл.№153-зкл.№162,163 высоконапорного водовода «МБКНС-3(зкл.№152,153) – к.26(зкл.№182,183)» - резервная нитка
 От МБКНС-3 по проектируемому высоконапорному водоводу подтоварная вода в объеме $Q_{ж-3400} \text{ м}^3/\text{сут.}$ поступает по системе высоконапорных водоводов на к.26,27,36 Мегинского месторождения нефти.
 Давление в точке подключения – 170 кгс/см^2 .
 Диаметр в точке подключения – 168 мм.

	<p>2 Этап. Подводный переход на участке зкл.№162,163-зкл.№165,166 высоконапорного водовода «МБКНС-3(зкл.№152,153) – к.26(зкл.№182,183)» - резервная нитка</p> <p>От МБКНС-3 по проектируемому высоконапорному водоводу подтоварная вода в объеме $Q_{ж-3400} \text{ м}^3/\text{сут.}$ поступает по системе высоконапорных водоводов на к.26,27,36 Мегнионского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – 170 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 АНГДУ 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 АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В. Евдокимов

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

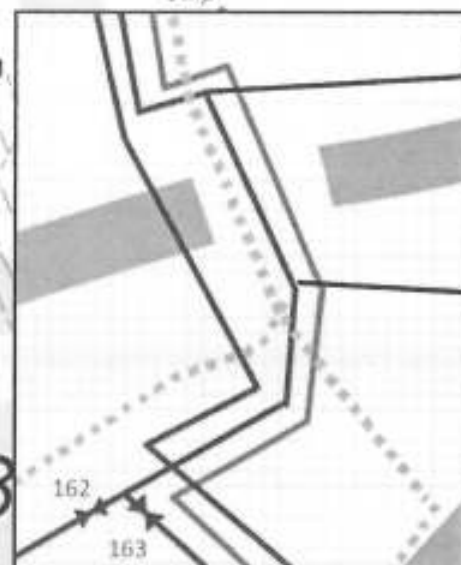
Р.М. Барцевский

**Предлагаемая схема подключения проектируемых подводных переходов
высоконапорного водовода «БКНС-3 – к.26» Мегионского м/р. Приложение № 1**

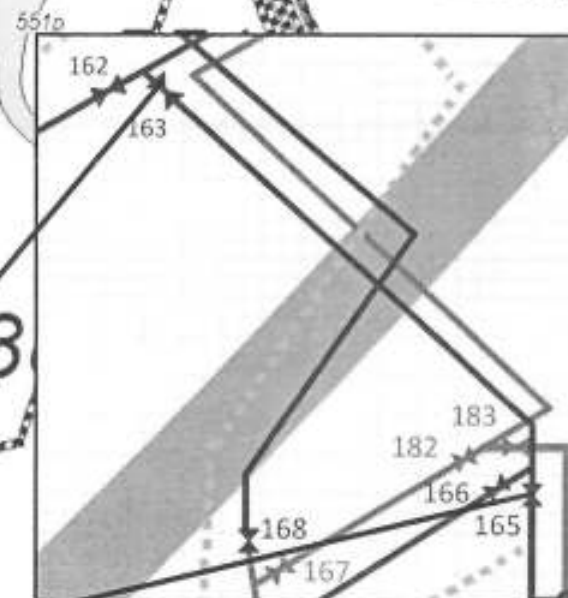
К-7

68p

**1 Этап. Проектируемый
высоконапорный водовод, L-0,4 км.**



512p



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 АНГДУ 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)

**2 Этап. Проектируемый
высоконапорный водовод, L-0,15 км**

54p

К-26

Технические условия № 380-2015 от 15.12.2015.

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке высоконапорного водовода «МБКНС-3-т.вр.К.26» Мегионского 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 «МБКНС-3-т.вр.К.26» Мегионского 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:
- Действующая ВЛ-6кВ Ф-18 ПС-35/6кВ «Баграс». Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Баграс» 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 переезда этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переезда 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-5,6,8,18 ПС-35/6кВ «Баграс» - 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 № *381-2015 от 15.12.2015 г.*

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке нефтегазопровода «т.вр.К.23-ЦДНС» Мегионского 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 «т.вр.К.23-ЦДНС» Мегионского 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:
- Действующая ВЛ-6кВ Ф-14 ПС-35/6кВ «КНС-3М». Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-3М» 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 однострановаторных 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 вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаячных 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-14 ПС-35/6кВ «КНС-3М» - 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



ОПН-4

Приёмный портал КРУН-6 кВ Ф-14 - 3шт.
 К-4 КТПН №1 - 3шт.
 К-4 КТПН №2 - 3шт.
 К-11 КТПН №1 - 3шт.
 К-11 КТПН №2 - 3шт.
 К-115 КТПН №1 - 3шт.
 К-115 КТПН №2 - 3шт.
 Сква. 522 КТПН - 3шт.

ВЛ-6 кВ Ф-14, Lср=55м

Провод А-95, Оп. 1-84 L=4,6км

Отпайка скв.522

Провод А-95, Оп. 8-1.1 L=0,05км

Отпайка К-4

Провод А-95, Оп. 9-2.2 L=0,10км

Отпайка К-11

Провод А-95, Оп. 80-3.2 L=0,11км

ПС 35/6кВ
 «КНС-3М»
 2х6,3 МВА

2 ОШ-6

Сква. 522

Протока «Баграс»

Протока Мага

h=7,3м

h=8м

ВЛ-6 кВ
 Ф-14
 1,7м
 7м
 1,7м

ВЛ-6 кВ
 Ф-14
 3м
 7м
 1,7м

ВЛ-6 кВ
 Ф-14
 3м
 7м
 1,7м

Условные обозначения:

- грунтовая дорога
- зимник
- асфальт
- река, озеро
- ВЛ-6 кВ
- опора 35 кВ одноцепная анкерная металл
- опора 35 кВ двухцепная анкерная металл
- опора 6 кВ анкерная металл
- опора 6 кВ анкерная ж/б
- опора 6 кВ промежуточная металл
- опора 6 кВ промежуточная ж/б
- КТПН 6/0,4 кВ

Изм.	Лист	Фамилия И.О.	Дата	Подпись	06-006-ВЛ-018	
Госнабл инженер		Долгушин В.В.	02.05.15		Поопорная схема	Литер
И.о. начальника ЦДС		Мушкароев А.В.	05.05.15		ВЛ-6 кВ Ф-14	
Инженер по ОР ЦДС		Приступа Е.Н.	04.06.15		ПС 35/6 кВ "КНС-3М"	Лист
Начальник ПТО		Марченко А.Н.	17.06.15			
И.о. начальника сб № 8		Гусев Д.Н.	18.06.15		ООО «МЭН»	С/Р №8
Выполнил		Гусев Д.Н.	18.06.15			

Технические условия № 382-2015 от 15.12.2015г.

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке нефтегазопровода «т.вр.К.8-т.вр.К.36 (КП 3+55)» Мегионского 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 «т.вр.К.8-т.вр.К.36 (КП 3+55)» Мегионского 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:
- Действующая ВЛ-6кВ Ф-18 ПС-35/6кВ «Баграс». Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Баграс» 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 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 плапечных 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-5,6,8,18 ПС-35/6кВ «Баграс» - 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 № 383-2015 от 15.12.2015 г.

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке нефтегазопровода «МБКНС-3-ЦДНС» Мегионского 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 «МБКНС-3-ЦДНС» Мегионского 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:
 - Действующая ВЛ-6кВ Ф-14 ПС-35/6кВ «КНС-М». Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-М» 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 отпасах и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ 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-14 ПС-35/6кВ «КНС-М» - 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



ОПН-6

Приёмный портал КРУН-6 кВ Ф-14 - 3шт.

К-4 КТПН №1 - 3шт.

К-4 КТПН №2 - 3шт.

К-11 КТПН №1 - 3шт.

К-11 КТПН №2 - 3шт.

К-116 КТПН №1 - 3шт.

К-116 КТПН №2 - 3шт.

Скв. 522 КТПН - 3шт.

ВЛ-6 кВ Ф-14, L_{ср}=55м

Провод А-95, Оп. 1-84 L=4,6км

Отпайка скв.522

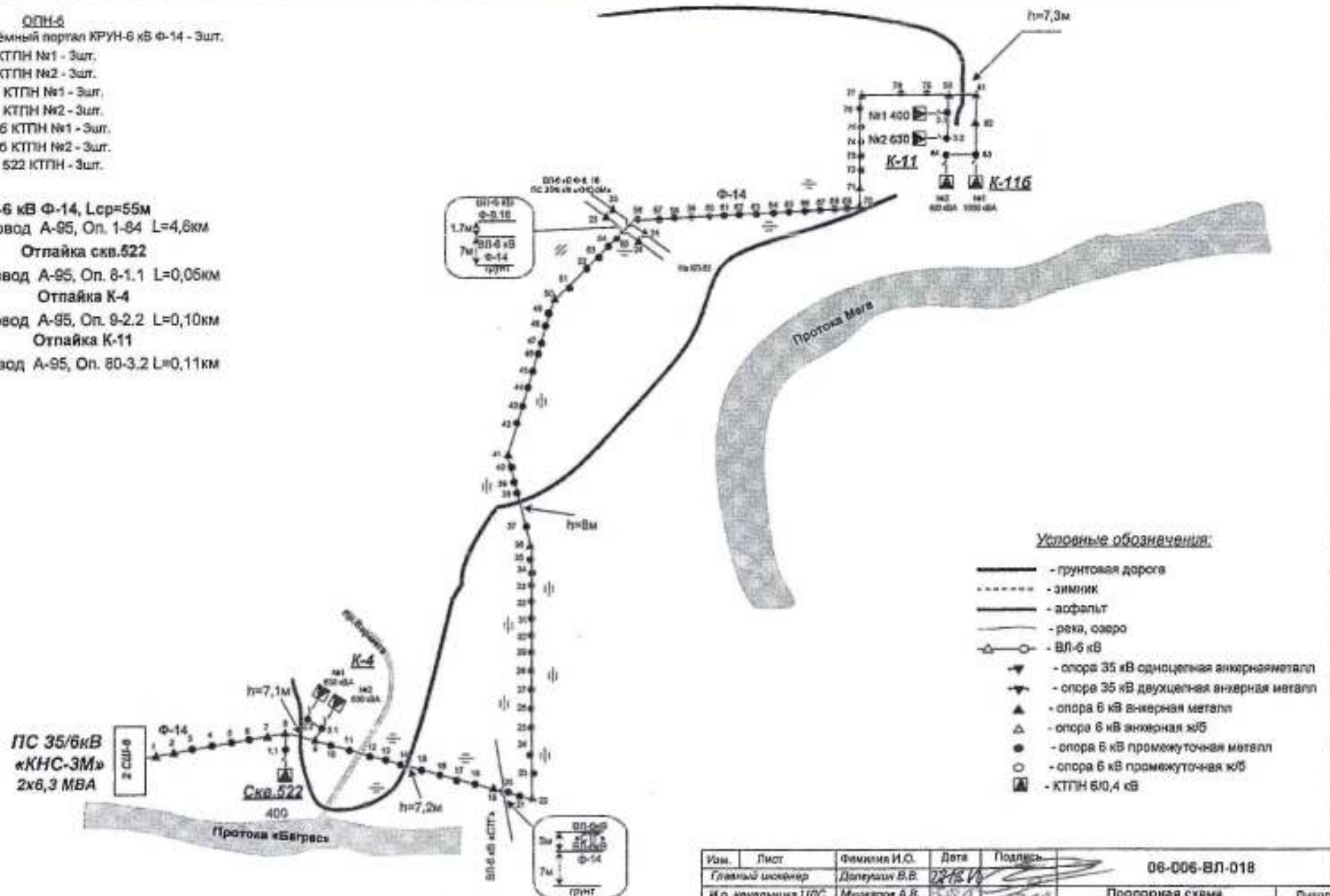
Провод А-95, Оп. 8-1.1 L=0,05км

Отпайка К-4

Провод А-95, Оп. 8-2.2 L=0,10км

Отпайка К-11

Провод А-95, Оп. 80-3.2 L=0,11км



Изм.	Лист	Фамилия И.О.	Дата	Подпись	06-006-ВЛ-018	
1	1	Долгушин В.В.	28.08.15		Поопорная схема	Лист
2	2	Мушкетер А.В.	29.08.15		ВЛ-6 кВ Ф-14	
3	3	Приступа Е.Н.	29.08.15		ПС 35/6 кВ "КНС-3М"	Лист
4	4	Марченко А.Н.	29.08.15			
5	5	Гусев Д.Н.	29.08.15		ООО «МЭН»	С/Р №6
6	6	Гусев Д.Н.	18.02.15			