

*Федина Ю*



**УТВЕРЖДАЮ:**  
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев  
«03» \_\_\_\_\_ 2014 г.

**Задание на проектирование № 86-14**  
**«Реконструкция нефтегазопровода К.61 – т.вр. в н/сб с К.59**  
**Тайлаковского месторождения нефти»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Реконструкция нефтегазопровода К.61 – т.вр. в н/сб с К.59 Тайлаковского месторождения нефти.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	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.	<b>Вид строительства</b>
	Реконструкция.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2015г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для реконструкции нефтегазопровода с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтегазопровода.  Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.  Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 47.13330.2012.

*Исх*

	<p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;</li> <li>– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo. При необходимости в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации разработать проект планировки и межевания территории линейного объекта.</li> </ul> <p>Предоставить акт сдачи полевых работ в маркшейдерскую службу ОАО «СН-МНГ».</p>
<b>12.</b>	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>
	Выделение этапов строительства не требуется.
<b>13.</b>	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>
	<p><b><u>Нефтегазопровод К.61 – т.вр. в н/сб с К.59:</u></b></p> <p>13.1. От куста скважин №61 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти.</p> <p>13.2. Объем жидкости <math>Q_{ж}</math> (м<sup>3</sup>/сут)/<math>Q_{н}</math> (т/сут) – 280/170, дополнительно объем жидкости запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p> <p>13.3. Давление в точке подключения – 29 кгс/см<sup>2</sup>.</p> <p>13.4. Диаметр в точке подключения – 159 мм.</p> <p>13.5. Основные технико-экономические показатели приведены в технических условиях для разработки проектно-сметной документации (Приложение №1).</p> <p>13.6. Рабочее давление и диаметр проектируемого нефтегазопровода подтвердить гидравлическим расчётом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчёта запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования. При проведении гидравлического расчёта учитывать существующую систему трубопроводов.</p> <p>13.7. Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кг/см<sup>2</sup>.</p>
<b>14.</b>	<b>Требования к техническим решениям</b>
	<p>14.1. Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства.</p> <p>14.2. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</p> <p>14.3. Провести окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта и согласовать с ДТТ и ВНГДУ ОАО «СН-МНГ».</p> <p>14.4. Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом нефтегазопроводе.</p> <p>14.5. Согласовать с ПТО и НПП-4 ВНГДУ ОАО «СН-МНГ» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</p>



	<p>14.6. Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1).</p> <p>14.7. В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов.</p> <p>14.8. Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода.</p> <p>14.9. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования.</p> <p>14.10. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации (Приложение №1).</p> <p>14.11. В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса.</p> <p>14.12. При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ у собственника, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций.</p> <p>14.13. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>14.14. Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду. 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>14.15. Предусмотреть внесение дополнений в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
<b>15.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<p>15.1. Реконструкция.</p> <p>15.2. Проектируемый нефтегазопровод расположен в границах территорий традиционного природопользования.</p> <p>15.3. Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</p> <p>15.4. Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</p>
<b>16.</b>	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.
<b>17.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<p>17.1. 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.</p> <p>17.2. Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень</p>

	<p>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).</p>
18.	<p><b>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»</b></p>
	<p>18.1. 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.</p> <p>18.2. При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод», территориальным управлением Федерального агентства по рыболовству.</p>
19.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p>
	<p>Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</p>
20.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p>
	<p>Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).</p>
21.	<p><b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b></p>
	<p>Не требуется.</p>
22.	<p><b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b></p>
	<p>22.1. 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.</p> <p>22.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013.</p> <p>22.3. Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.</p> <p>22.4. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p> <p>22.5. В соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации разработать проект планировки и межевания территории линейного объекта.</p>

<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется.
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Приложение №1 – Технические условия на выполнение проектно-сметной документации по объекту «Реконструкция нефтегазопровода К.61 – т.вр. в н/сб с К.59 Тайлаковского месторождения нефти»;</li> <li>– Приложение №2 – «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».</li> </ul>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	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.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить для согласования служб 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.;</li> <li>– 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 «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика;</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls;</li> <li>– При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика;</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).</li> </ul>
<b>29.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации;</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.xml, *.arp, *.xls.).</li> </ul>
<b>30.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации;</li> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить корректировку декларации промышленной безопасности системы промысловых (межпромысловых) трубопроводов Тайлаковского месторождения. При необходимости провести ЭПБ в установленном порядке;</li> <li>– Перед проведением работ на производственных площадках ОАО «СН-МНГ» работникам, оказывающим услуги по данному виду деятельности, пройти вводный инструктаж в службе по контролю за работой подрядных организаций;</li> <li>– Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li> <li>– Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</li> </ul>
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>33.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации;</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ (в т.ч. при необходимости Государственной экологической экспертизы);</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>34.</b>	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется.
<b>35.</b>	<b>Идентификация проектируемых сооружений в соответствии с ФЗ РФ № 348 от 30.12.2009г.</b>
	<p>35.1. Проектируемый нефтегазопровод предназначен для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин.</p> <p>35.2. К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность – не относится.</p> <p>35.3. Возможность опасных природных процессов и явлений (землетрясения, карстовые явления), и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения – ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, ураганы и смерчи отсутствуют.</p> <p>35.4. К опасным производственным объектам – относится (наличие опасных веществ – нефти и газа).</p> <p>35.5. Пожарная и взрывопожарная опасность – категория наружных установок по взрывопожарной опасности и пожарной опасности – АН (узлы установки арматуры).</p> <p>35.6. Помещения с постоянным пребыванием людей – отсутствуют.</p> <p>35.7. Уровень ответственности – повышенный.</p>

Исполнитель:

Инженер 1 кат. ООПИР ДКСИРО УКСИРО



Н.А. Глебова



# ВИЗОВЫЙ ЛИСТ

к заданию на проектирование № 86-14  
«Реконструкция нефтегазопровода К.61 – т.вр. в н/сб с К.59  
Тайлаковского месторождения нефти»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p>(подпись)</p> <p>Николаев Д.А. " " 2014г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>(подпись)</p> <p>Тухфатуллин И.Г. " " 2014г.</p>
<p>Начальник департамента трубопроводного транспорта</p> <p>(подпись)</p> <p>Разин М.Г. " 77 " 06 2014г.</p>	<p>Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды</p> <p>(подпись)</p> <p>Анцелович О.В. " " 2014г.</p>
<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p>(подпись)</p> <p>Мережкин Р.А. " " 2014г.</p>	<p>Начальник НГП-4 ВНГДУ</p> <p>(подпись)</p> <p>Догошев А.С. " " 2014г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p>(подпись)</p> <p>Лещенко Е.В. " 18 " 06 2014г.</p>	<p>Зам. начальника ООПИР ДКСиРО УКСиРО</p> <p>(подпись)</p> <p>Игнатов С.В. " 18 " 06 2014г.</p>

Игнатов



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ВАТИНСКОЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ**

ХМАО-Югра, г. Мегион, ул. Новая 30а, 628680  
тел. (34643) 42-620, факс (34643) 42-765

№ 10 2013 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ЯТ-1511  
от \_\_\_\_\_ 2013 г.

*Пашаев Р.В.  
Судящий и.  
Пр-дuttore м.п. 18.10.13.*

«Касательно нефтесбора от  
КП 61 Тайлаковского м/р...»

Заместителю главного инженера  
по производству  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»  
Мигунову М.И.


Копия:  
Директору по капитальному  
строительству  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»  
Николаеву Д.А.

Уважаемый Михаил Ильич!

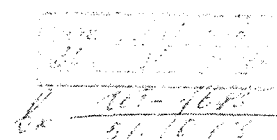
За последние три месяца текущего года на нефтесборе ГЗУ КП 61 – т. врезки Тайлаковского месторождения (159х8; L=363м; 2010г.) произошло 2 инцидента 05.08.2013 г. и 18.10.2013 г. по причине внутренней ручейковой коррозии и непроектного режима эксплуатации трубопровода (Qж проект.-550 м3/сут; Qж факт.-280 м3/сут).

В целях снижения аварийности и количества инцидентов на промысловых трубопроводах, а так же снижения техногенной нагрузки на окружающую среду в пределах родовых угодий Тайлаковского месторождения, прошу Вас дать указание соответствующим службам включить в бизнес-план 2015 г. реконструкцию вышеуказанного нефтесбора.

Начальник

  
Д.Г. Тюкавкин

Мануйлов А.А.  
42-643





УТВЕРЖДАЮ:  
 Главный инженер ОАО СН-МНГ  
 А.В.Огородов  
 «      »        2013 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
 для разработки проектно-сметной документации по объекту  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.**  
**Нефтесбор к.61-т.вр. в н/сб с к.59».**

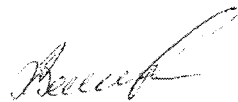
1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Реконструкция инв. № 920000002115
3. Состав проектируемого объекта	Нефтесбор к.61-т.вр. в н/сб с к.59
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>Нефтесбор к.61-т.вр. в н/сб с к.59</b></p> <p>От к. 61 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 280/170</math>.</p> <p>Давление в точке подключения – <math>29 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 159мм.</p>
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li> <li>– Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием и внутренним покрытием, из марок стали 20С по ТУ 14-161-147-94, 20А по ТУ 14-162-14-96, а также отводы, тройники из той же марки стали. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</li> <li>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</li> <li>– Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей краповых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом нефтегазопроводе;</li> <li>– Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию трубопроводов на срок не менее 20 лет; Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);</li> <li>– В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</li> <li>– Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и</li> </ul>

	<p>согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;</p> <p>–При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;</p> <p>–Максимальное допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кгс/см<sup>2</sup>;</p> <p>–Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;</p> <p>–Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Выполнить наземную прокладку на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;</p> <p>–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);</p> <p>–Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;</li> <li>2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.</li> </ol> <p>Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;</p> <p>–Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.</p> <p>–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>а) «холодная» врезка,</li> <li>б) врезка тройником,</li> <li>в) подключение в существующую задвижку</li> </ol> <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 покрытия. Выбор покрытия согласовать</p>
--	---

	<p>с Заказчиком;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;</li> <li>– 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;</li> <li>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</li> <li>– 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.</li> <li>– Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства;</li> <li>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с НГП-4 ВНГДУ и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному</li> </ul>

	<p>контролю качества подготовительных работ.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИИИТ ДТТ



Е.А.Войтович

Начальник департамента трубопроводного транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

### СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Главного инженера  
по производству ОАО «СН-МНГ»

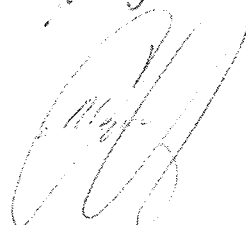
М.И.Мигунов

Начальник департамента по новым проектам,  
технике и технологии ОАО «СН-МНГ»

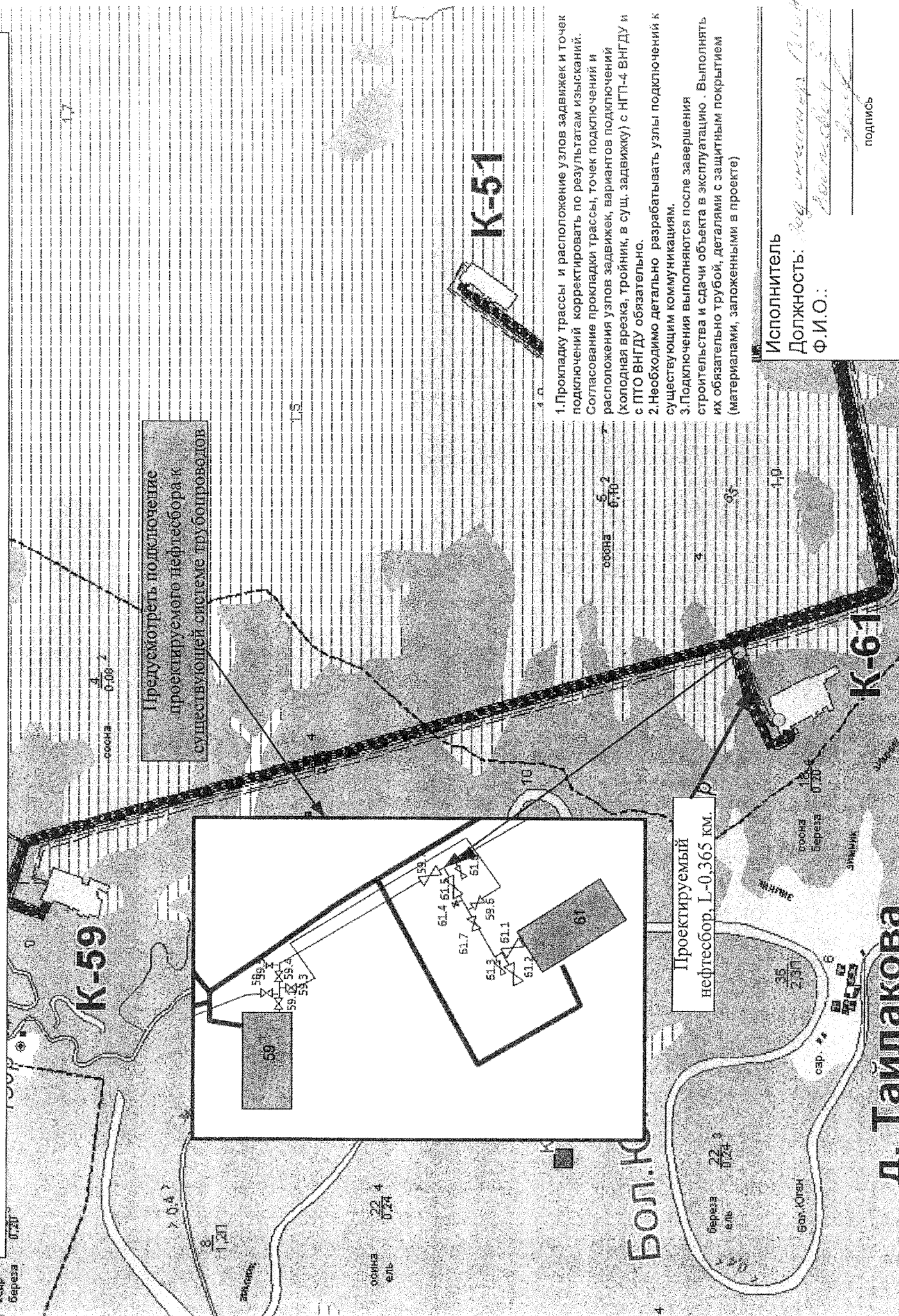


М.Н.Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные сваи изготовить трубное основание, на которое монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

Калитку располагать со стороны дороги, подъезда к узлу задвижек. Калитка должна открываться наружу и висеть на петлях. Предусмотреть засов.

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

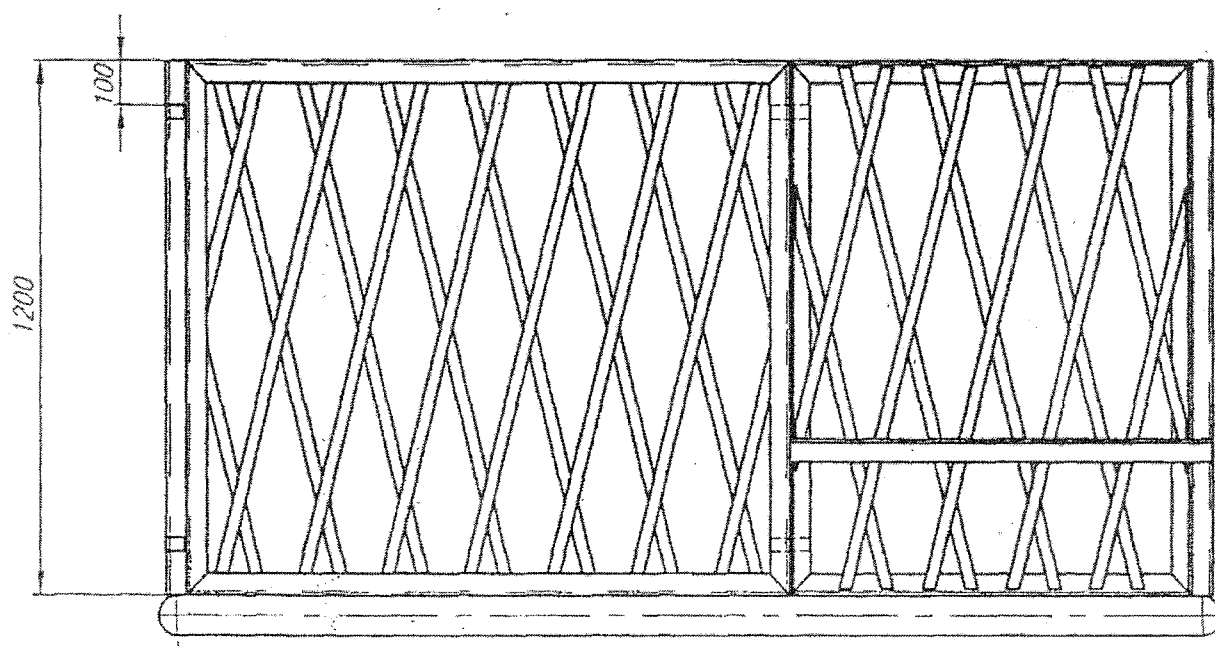
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

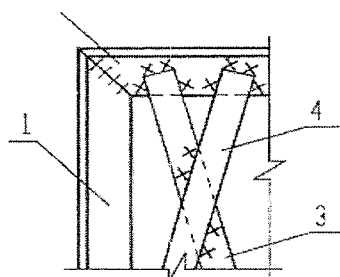
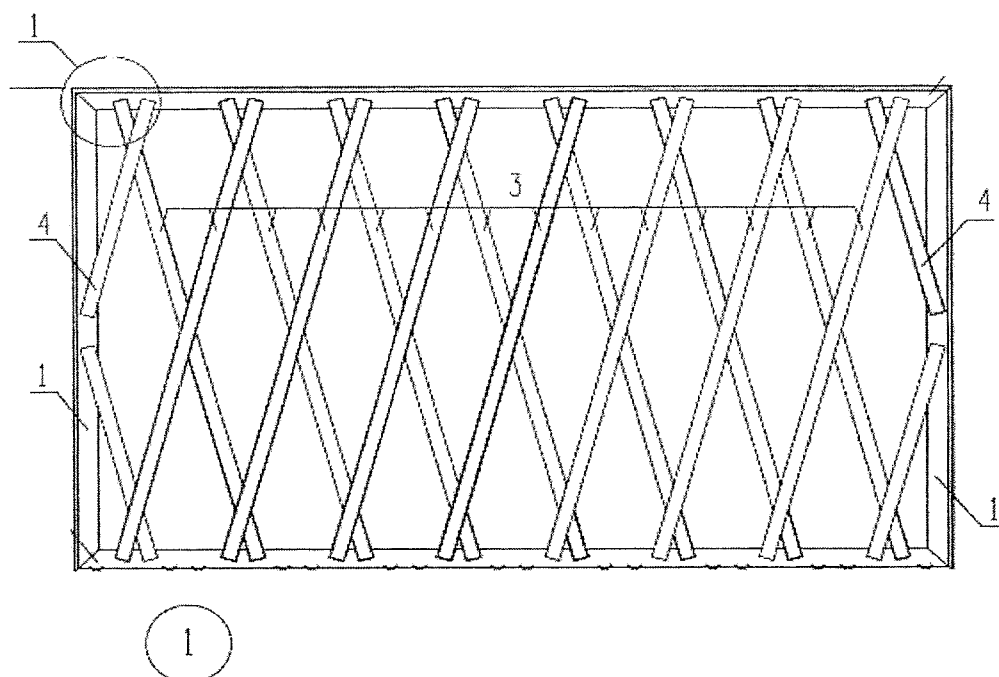
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок <u>50x50x5 ГОСТ 8509-93 l=1000</u> С255 ГОСТ 27772-88*
3		Лист <u>2x30x1000 ГОСТ 19903-74*</u> С255 ГОСТ 27772-88*
4		Лист <u>2x30x460 ГОСТ 19903-74*</u> С255 ГОСТ 27772-88*

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

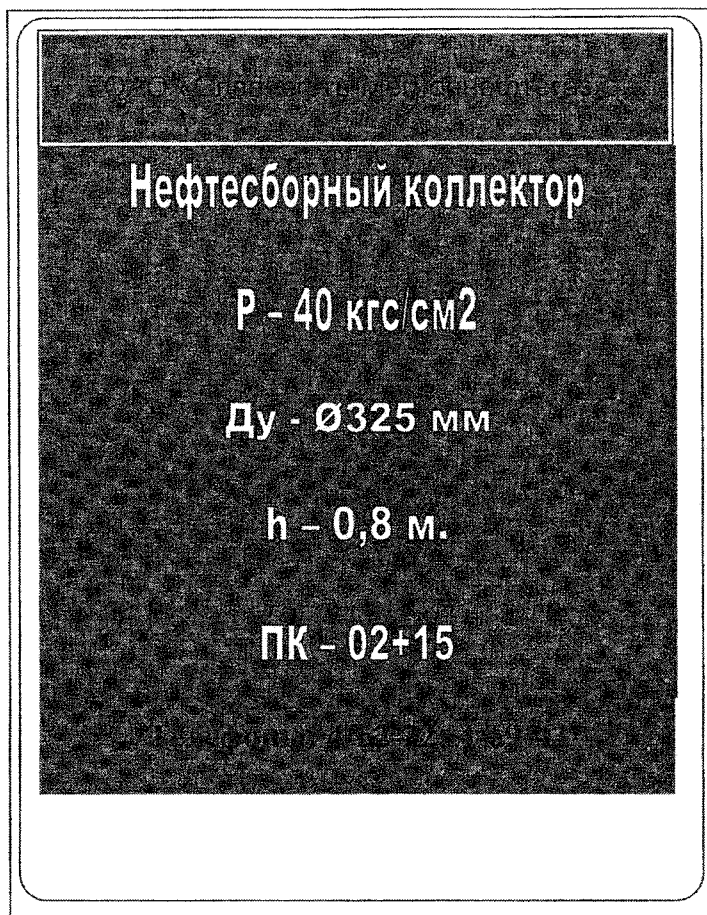
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



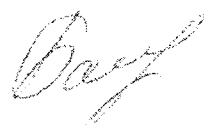
**Технические условия  
на разработку сметной документации  
для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

<b>1.</b>	<b>Код региона РФ, зона строительства</b>
	– I зона ХМАО.
<b>2.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО;</li> <li>– В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчёт, в том числе по подобъектам строительства;</li> <li>– Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, .xml и .xls).</li> </ul>
<b>3.</b>	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Северная надбавка – 70%;</li> <li>– Перевозка рабочих свыше 3км – 1.5 %.</li> </ul>
<b>4.</b>	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b>
	Согласно ГСН 81-05-01-2001.
<b>5.</b>	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД);</li> <li>– средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД);</li> <li>– борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).</li> </ul>
<b>6.</b>	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b>
	МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.12.3 в размере -0.2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
<b>7.</b>	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b>
	– п. 4.96 МДС 81-35.2004 в размере 1.5%.
<b>8.</b>	<b>Стоимость грунта, торфа</b>
	Стоимость 1м3 грунта и торфа согласно ТСЦ-408-0122..
<b>9.</b>	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b>
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий.
<b>10.</b>	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций</b>
	– полигон ТБО. информацию запрашивать дополнительно.
<b>11.</b>	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b>
	<p>Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства.</p> <p>При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и включать в смету стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника;</li> <li>– при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 и стоимость трубы нужного диаметра с нормой расхода;</li> <li>– при применении расценок на укладку внутриплощадочных трубопроводов по сборнику ТЕРм12 не включать установку фасонных частей, гидравлическое, пневматическое испытание дополнительной расценкой, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех.часть);</li> <li>– при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов <u>не допускается!</u></li> <li>– при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборы за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;</li> <li>– расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;</li> <li>– при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор <u>не допускается!</u></li> <li>– в составе ПД и РД обязательно предоставление локальных сметных расчётов на выполнение пуско-наладочных работ.</li> </ul>
12.	<b>Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость</b>
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

Главный специалист ОЦиПТД УКСиРО



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО - ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лешенко

Начальник ДКСиРО - ОАО «СН-МНГ»



Р.О. Герасимов