



**Задание на проектирование № 126-15**  
**«Обустройство Мегионского, Ново-Покурского, Ватинского, Северо-Покурского месторождений нефти. Автодорога, нефтесборы и водоводы»**

<b>1. Наименование объекта</b>	Обустройство Мегионского, Ново-Покурского, Ватинского, Северо-Покурского месторождений нефти. Автодорога, нефтесборы и водоводы
<b>2. Географическое положение объекта</b>	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионское, Ново-Покурское, Ватинское, Северо-Покурское месторождения нефти
<b>3. Основание для проектирования</b>	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ» на 2016г.
<b>4. Заказчик</b>	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
<b>5. Разработчик проектной документации</b>	Определяется в результате тендера.
<b>6. 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 ISO 9001-2011.
<b>7. Вид строительства</b>	Капитальное строительство
<b>8. Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>	I кв. 2016г.
<b>9. Стадия проектирования</b>	Проектная документация.
<b>10. Условия ввода в эксплуатацию</b>	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
<b>11. Потребность в инженерных изысканиях</b>	<p>11.1. Выполнить в объеме, достаточном для проектирования изыскания:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерно-геодезические согласно СП 11-104-97,</li> <li>– инженерно-геологические согласно СП 11-105-97,</li> <li>– инженерно-гидрометеорологические согласно СП 11-103-97,</li> <li>– инженерно-экологические согласно СП 11-102-97.</li> </ul> <p>11.2. Задание на инженерные изыскания согласовать с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ».</p> <p>11.3. Материалы изысканий согласовать с маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» с выездом на место и подписанием акта сдачи полевых работ.</p> <p>11.4. Полноту снятых коммуникаций согласовать с эксплуатирующей службой.</p> <p>11.5. Материалы изысканий предоставить в маркшейдерскую службу ОАО «СН-МНГ» в программном продукте Mapinfo в системе координат 1963 г. и Балтийской системе высот с подписанием акта о соответствии материалов топографо-геодезических изысканий требованиям Заказчика.</p>
<b>12. Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>	Не требуется.

<p><b>13. Требования к выделению пусковых комплексов</b></p> <p><b>Этапы строительства:</b></p> <p>Обустройство Мегионского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Автодорога на куст скважин №36.</li> </ol> <p>Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Напорный нефтепровод ДНС-1 Покамасовского месторождения – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения.</li> </ol> <p>Обустройство Ватинского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. Нефтебор т.вр. куст скважин №100 – ДНС-2.</li> <li>4. Высоконапорный водовод КНС-4 – т.вр. куст скважин №104.</li> <li>5. Высоконапорный водовод т.вр. куст скважин №104 – куст скважин №220.</li> <li>6. Высоконапорный водовод КНС-7 – куст скважин №166.</li> <li>7. Высоконапорный водовод КНС-7 – куст скважин №167.</li> <li>8. Высоконапорный водовод т.вр. – куст скважин №8.</li> <li>9. Высоконапорный водовод т.вр. – куст скважин №132.</li> <li>10. Высоконапорный водовод КНС-1 – т.вр. скважина №778.</li> </ol> <p>Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>11. Нефтебор куст скважин №13 – ДНС-1.</li> <li>12. Нефтебор куст скважин №13 – т.вр. куст скважин №64.</li> <li>13. Высоконапорный водовод т.вр. куст скважин №34 – куст скважин №13.</li> </ol>	<p><b>14. Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования</b></p> <p>Обустройство Мегионского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Автодорога на куст скважин №36: <ul style="list-style-type: none"> <li>– протяженность L= 3 083м.</li> </ul> </li> </ol> <p>Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Напорный нефтепровод ДНС-1 Покамасовского месторождения – ЦППН Ново-Покурского месторождения: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø325×10мм,</li> <li>– протяженность L= 16 152м.</li> </ul> </li> </ol> <p>Обустройство Ватинского месторождения нефти</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. Нефтебор т.вр. куст скважин №100 – ДНС-2: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø325×8мм,</li> <li>– протяженность L= 2 493м.</li> </ul> </li> <li>4. Высоконапорный водовод КНС-4 – т.вр. куст скважин №104: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø219×14мм,</li> <li>– протяженность L= 998м.</li> </ul> </li> <li>5. Высоконапорный водовод т.вр. куст скважин №104 – куст скважин №220: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø219×14мм,</li> <li>– протяженность L= 4 774м.</li> </ul> </li> <li>6. Высоконапорный водовод КНС-7 – куст скважин №166: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø114×10мм,</li> <li>– протяженность L= 520м.</li> </ul> </li> <li>7. Высоконапорный водовод КНС-7 – куст скважин №167: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø168×14мм,</li> <li>– протяженность L= 1 955м.</li> </ul> </li> <li>8. Высоконапорный водовод т.вр. – куст скважин №8: <ul style="list-style-type: none"> <li>– диаметр Ø168×14мм,</li> <li>– протяженность L= 774м.</li> </ul> </li> </ol>
---	---

9. Высоконапорный водовод т.вр. – куст скважин №132:

- диаметр Ø114×10мм,
- протяженность L= 2 087м.

10. Высоконапорный водовод КНС-1 – т.вр. скважина №778:

- диаметр Ø273×16мм,
- протяженность L= 3 351м.

Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти

11. Нефтебор куст скважин №13 – ДНС-1:

- диаметр Ø159×8мм,
- протяженность L= 3 488м,
- диаметр Ø219×12мм,
- протяженность L= 1 511м,
- диаметр Ø273×12мм,
- протяженность L= 7 465м,
- общая протяженность  $L_{\text{общ}} = 12\,464\text{м}$ .

12. Нефтебор куст скважин №13 – т.вр. куст скважин №64:

- диаметр Ø114×8мм,
- протяженность L= 3 452м.

13. Высоконапорный водовод т.вр. куст скважин №34 – куст скважин №13:

- диаметр Ø168×12мм,
- протяженность L= 3 541м.

#### **15. Требования к техническим решениям**

Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расхода материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования, использования экономических схем материально-технического обеспечения.

#### **16. Особые условия строительства.**

- 16.1. При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
- 16.2. Рассчитать сроки эксплуатации проектируемых трубопроводов и оборудования, степень риска.
- 16.3. Предусмотреть меры по предотвращению постороннего вмешательства в ход технологического процесса и противодействию чрезвычайных ситуаций.
- 16.4. Предусмотреть оснащение трубопроводов средствами контроля, регулирования и противоаварийной защиты.
- 16.5. Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.

#### **17. Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям**

Не требуется.

#### **18. Требования к режиму безопасности и гигиене труда**

- 18.1. 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.
- 18.2. 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).	
<b>19. 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>	
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.	
<b>20. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>	
Мероприятия разрабатываются в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНИП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России	
<b>21. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>	
Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	
<b>22. Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>	
Не требуется.	
<b>23. Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>	
23.1. 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.	
23.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.	
23.3. Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.	
<b>24. Состав демонстрационных материалов</b>	
Не требуется.	
<b>25. Материалы, представляемые Заказчиком</b>	
Приложение №1:	Письмо №24-137 от 01.04.14г. о выдаче тех. условий по объекту «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Автодорога на куст скважин №36».
Приложение №2:	Задание на проектирование №185-13 «Напорный нефтепровод ДНС-1 Покамасовского месторождения – ЦППН Ново-Покурского месторождения».
Приложение №3:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр. к.100 – ДНС-2».
Приложение №4:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «КНС-4 – т.вр. к.104», «т.вр. к.104 – к.220».
Приложение №5:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «КНС-7 – к.166».
Приложение №6:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод КНС-7 – куст скважин №167».

Приложение №7:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр.к.164 – т.вр. к.8».
Приложение №8:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод т.вр. – т.вр.к.132».
Приложение №9:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «КНС-1 – скв.778».
Приложение №10:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Нефтегазопровод «к.13 – т.вр.к.34 – т.вр.к.33 – ДНС-1».
Приложение №11:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Нефтесбор куст скважин №13 – т.вр. куст скважин №64».
Приложение №12:	Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Высоконапорный водовод т.вр. куст скважин №34 – куст скважин №13».
Приложение №13:	Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ».
<b>26. Срок выдачи проекта</b>	
Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.	
<b>27. Срок выдачи тендерной документации</b>	
В течение 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>28. Количество экземпляров ПД/РД</b>	
28.1. Документацию предоставить: <ul style="list-style-type: none"> <li>– на бумажном носителе в 2-х экземплярах;</li> <li>– в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.</li> </ul> 28.2. В электронном виде документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). На каждом компакт-диске, содержащем электронную версию ПД/РД, должна быть внутренняя опись ПД/РД.	
28.3. Состав и структура электронной версии проектной документации должны быть идентичны бумажному оригиналу.	
<b>29. Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>	
29.1. Заказные спецификации выполнить отдельным томом в соответствии с документом, который регламентирует распределение компетенций по закупкам материально-технических ресурсов.	
29.2. Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.	
29.3. Оформить отдельной книгой сборник опросных листов и задания заводам-изготовителям.	
<b>30. Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>	
30.1. Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».	
30.2. Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.agr, .xml и .xls). Исходные данные для сводного сметного расчета запросить отдельно.	
<b>31. Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПЗ</b>	
31.1. Согласовать проектные решения с Заказчиком.	
31.2. Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».	

31.3. После получения заключения экспертизы проектной документации – внести документацию в систему УПКС.
<b>32. Особые условия</b>
32.1. При проведении государственной экспертизы Заявителем выступает Заказчик. Подрядчик проводит техническое сопровождение проектной документации и инженерных изысканий до получения положительного заключения государственной экспертизы.
32.2. Картографические материалы в маркшейдерскую службу Заказчика в программном продукте MapInfo в системе координат Нижневартковского района и Балтийской системе высот с подписанием акта о соответствии материалов топографо-геодезических изысканий требованиям Заказчика.
32.3. Подрядчик оформляет пакет документов, необходимый для регистрации права собственности на проектируемые объекты, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> <li>– подготовка и сдача документов для получения разрешения на строительство;</li> <li>– получение заключения о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных и правовых актов и проектной документации;</li> <li>– подготовка и подписание материально-ответственными лицами акта приемки законченного строительством объекта по форме КС-11;</li> <li>– подготовка и сдача документов для получения разрешения на ввод в эксплуатацию.</li> </ul>
32.4. Подрядчик обязан иметь все необходимые допуски в СРО на право выполнения всех работ, связанных с реализацией настоящего Задания на проектирование, а в случае привлечения сторонних организаций, согласовывать их с Заказчиком
<b>33. 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 гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>34. Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
34.1. Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергосберегающей организации.
34.2. Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.
34.3. При необходимости получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы РФ.
34.4. Получение разрешения на строительство объекта капитального строительства в Департаменте строительства ХМАО-Югры (Депстрой Югры).
34.5. Получение заключения о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных и правовых актов и проектной документации в Северо-Уральском управлении Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.
34.6. Получение разрешения на ввод объекта в эксплуатацию в Департаменте строительства ХМАО-Югры (Депстрой Югры).
<b>35. Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
Не требуется.



**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ**  
к заданию на проектирование № 126-15  
«Обустройство Мегнионского, Ново-Покурского, Ватинского, Северо-Покурского месторождений нефти. Автодорога, нефтесборы и водоводы»

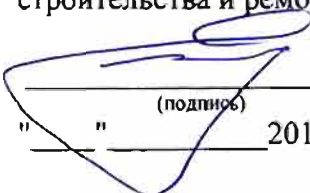
Заместитель Генерального директора –  
Директор по капитальному строительству

  
\_\_\_\_\_ (подпись) Д.А. Николаев  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.

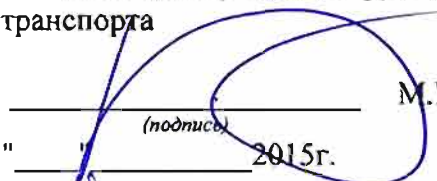
Заместитель Главного инженера

  
\_\_\_\_\_ (подпись) С.А. Седякин  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.


Начальник управления капитального  
строительства и ремонта объектов

  
\_\_\_\_\_ (подпись) Е.В. Лещенко  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.


Начальник департамента трубопроводного  
транспорта

  
\_\_\_\_\_ (подпись) М.Г. Разин  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.


Главный инженер ВНГДУ

  
\_\_\_\_\_ (подпись) Р.А. Мережкин  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.

Главный инженер АНГДУ

  
\_\_\_\_\_ (подпись) В.В. Евдокимов  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.

Главный инженер управления "Сервис-  
нефть"

  
\_\_\_\_\_ (подпись) Р.М. Барщевский  
" " \_\_\_\_\_ 2015г.



Открытое акционерное общество  
«Славнефть – Мегионнефтегаз»

**АГАНСКОЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ**

ул. Нефтепромышленная д. 20, г.Мегион, ХМАО – Югра, 628681.  
тел.: (34643) 47-547. факс: (34643) 42-175

1 апреля 2014 г

№ Зет-137

на № \_\_\_\_\_

от \_\_\_\_\_ 2014 г

Заместителю начальника  
управления - руководителю  
проектов капитального  
строительства ОАО «СН-  
МНГ»  
В.М. Солопову

*О выдаче тех. условий*

**Уважаемый Василий Михайлович!**

Автодорога на КП-36 входит в состав проекта ш.104/09 «Мегионское месторождение нефти. Расширение куста №36».

Направляем Вам следующие технические условия по автодороге на КП-36 Мегионского ЛУ;

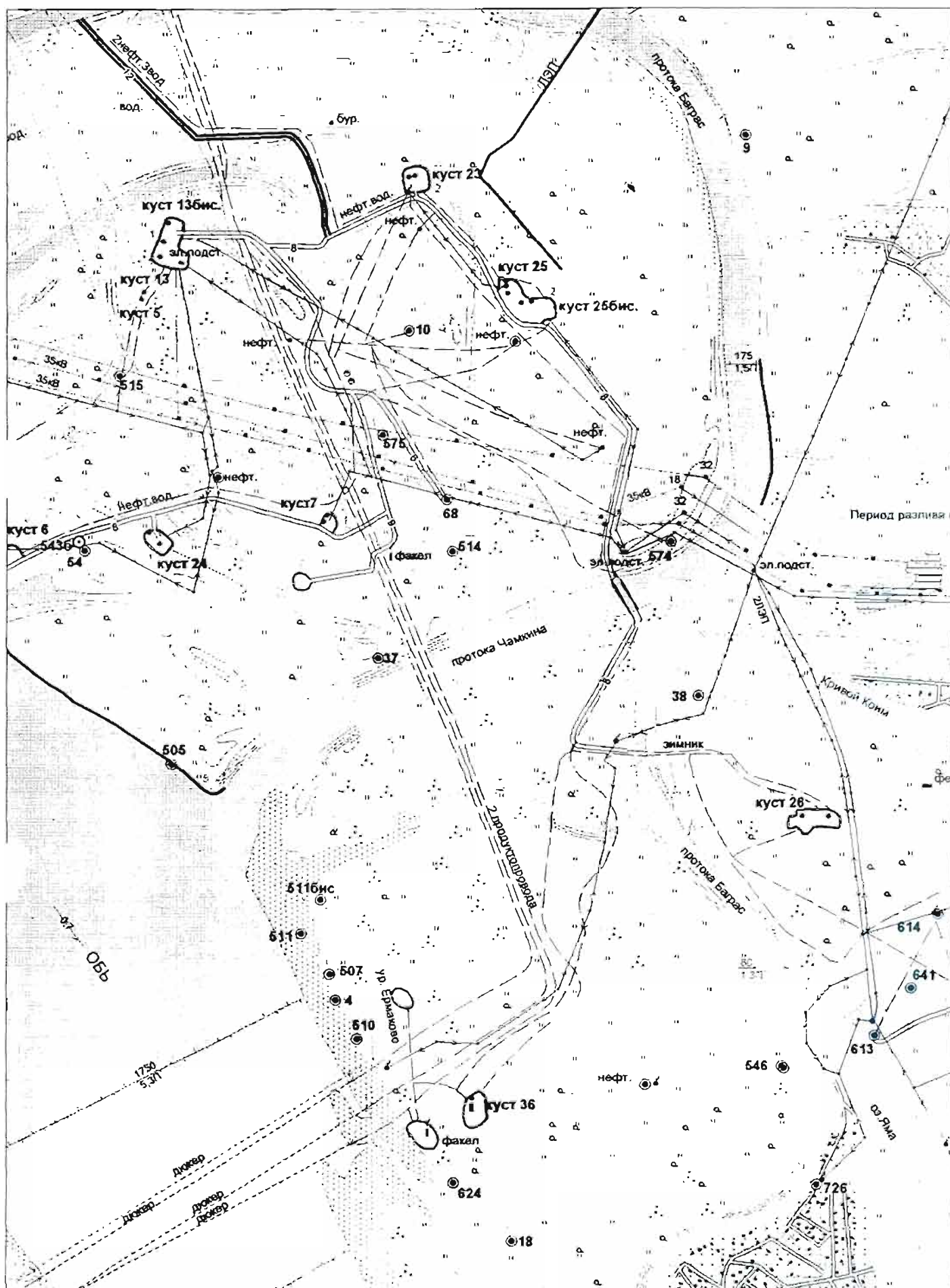
- Категория – V с переходным типом покрытием из щебня
- Расчетная скорость движения – 50 км/ч
- Ширина земляного полотна – 8,0 м
- Число полос движения-2
- Первый отрезок дороги от КП-36 до протоки Баграс
- Второй отрезок дороги от протоки Баграс до примыкания автодороги ГУ-3.
- Проектом предусмотреть паромную переправу через протоку Баграс.

С уважением,  
зам. начальника по ОП



А.А. Киреев







**Задание на проектирование № 185-13**  
**«Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского месторождения-ЦППН-1**  
**Ново – Покурского месторождения».**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского месторождения-ЦППН-1 Ново – Покурского месторождения».
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, лицензионный участок Покамасовского и Южно-Покамасовского месторождений нефти.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	Бизнес-план капитального строительства ОАО «СН-МНГ» на 2014-2018гг.
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 9001-2008 (ИСО 9001:2008).
7.	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2014г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Не требуется
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерные изыскания для строительства напорного нефтепровода согласно СНиП 11-02-96; СП 11-104-97; СП 112-105-97; СП 11-102-97.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <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> </ul>

	<p>– 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.</p>							
12.	<b>Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>							
	Не требуется.							
13.	<b>Требования к выделению этапов строительства</b>							
	Предусмотреть независимые этапы строительства по согласованию с Заказчиком							
14.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>							
	<p><u>Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1 Ново-Покурского м/р».</u></p> <p>1. От ДНС-1 по проектируемому трубопроводу (L=16,20км) нефть поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.</p> <p>2. Подключение напорного нефтепровода «ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1 Ново-Покурского м/р» выполнить согласно Приложения №1 (диаметр в точке подключения 426мм, давление 10 кгс/см<sup>2</sup>).</p> <p>Максимальное рабочее давление в нефтесборных сетях – 40кгс/см<sup>2</sup>, при выполнении гидравлического расчёта и определении диаметра напорного нефтепровода – давление не должно превышать 25 кгс/см<sup>2</sup>.</p>							
	№	Наименование трассы	Ø в точке подключения, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ин</sub> , т/сут	P <sub>раб</sub> /P <sub>макс</sub> , кг/см <sup>2</sup>	Давление в точке подключения	Длина, м
	1.	Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1 Ново-Покурского м/р»	426	400	330	10/40	10	16200
15.	<b>Требования к техническим решениям</b>							
	<p>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>– Для напорного нефтепровода проектом предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием, внутренним покрытием с защитой сварного стыка втулками, из стали 20 по ТУ1308-015-48184013-2003, а также отводы, тройники из той же марки стали. В проекте предусмотреть взаимозаменяемые марки стали;</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</p> <p>– Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов, на которых будет произведено подключение проектируемых трубопроводов. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемых трубопроводах;</p> <p>– Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопроводов на срок не менее 20 лет,</p> <p>– Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кг/см<sup>2</sup>;</p> <p>– Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;</p>							

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, ее пропускную способность;
- Предусмотреть проектом на крановых узлах согласно прилагаемым схемам вентузы Ду 50мм;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- 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);
- 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:
  1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 5м;
  2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 25м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

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;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узлу задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 4. Высоту ограждений принять 1,5 м;
- 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.
- При теплоизоляции узлов трубопроводов в качестве защитного кожуха использовать оцинкованные стальные листы;
- При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;
- 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;
- Предусмотреть отсыпку площадок для складирования материалов (25х12м) в краткосрочном арендном пользовании земельным участком с шагом по длине трассы не более 500 метров;
- 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



	<p>соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</p> <ul style="list-style-type: none"> <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 выполнять с учетом существующих.</li> <li>- Внести дополнения в технологический регламент по эксплуатации трубопроводов, согласовать в установленном порядке.</li> </ul>
<b>16.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>- Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №5</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным решениям</b>
	Не требуется
<b>18.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- 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 <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
<b>19.</b>	<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>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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», Водным кодексом Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.12.2013), ГОСТ 17.5.3.04 и</li> </ul>

	<p>нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть обустройство защитного валика со стороны стены леса или одного объекта вдоль оси трубопровода.</li> <li>– Разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> </ul>
<b>20.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика</li> </ul>
<b>21.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и сводов правил (СП) содержащих требования по пожарной безопасности.</li> </ul>
<b>22.</b>	<b>Требования по выполнению исследований и актуализация нормативных документов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Не требуется</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документация</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>24.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Не требуется</li> </ul>
<b>25.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение №1 «Технологическая схема существующего и предлагаемого к реконструкции напорного нефтепровода «ДНС-1 Покамасовского месторождения – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения»;</p> <p>Приложение №2 «Усреднённые свойства залежей Покамасовского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение №3 «Образец выполнения надписей на аншлаге»;</p> <p>Приложение №4 «Ограждение узла задвижек»;</p> <p>Приложение №5 «Идентификация проектируемых сооружений»;</p> <p>Приложение №6 «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;</p>
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.</li> </ul>
<b>27.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ» на бумажном</li> </ul>



	<p>носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы и подписания акта преднадзора на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>29.</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>– 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> <li>– Дополнительно заказные спецификации на оборудование и материалы предоставить в электронном виде формат Excel;</li> </ul>
<b>30.</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 и с требованиями указанными в Приложении №6</li> <li>– Сметную документацию предоставить в эл. виде (формат XML, apr, excel.).</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком (акт преднадзора).</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</li> <li>– Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.</li> </ul>
<b>32.</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>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> <li>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo.</li> </ul>
<b>33.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с требованиями нормативно-правовых документов Российской Федерации.
<b>34.</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.</li> <li>– При необходимости получить положительное заключение 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>

35.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:  
Инженер 1 категории отдела ОПИР



Е.В. Кочергина

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
к заданию на проектирование № 185-13  
«Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского месторождения-ЦНН-1  
Ново –Покурского месторождения».

<p>Начальник УКС и РО</p>  <p>Лещенко Е.В. " " 201__ г.</p>	<p>Директор по капитальному строительству</p>  <p>Николаев Д.А. " " 201__ г.</p>
<p>Начальник Департамента по новым проектам, технике и технологии</p>  <p>Бессонов М.Н. " " 201__ г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p>  <p>Евдокимов В.В. " " 201__ г.</p>
<p>Начальник службы экологической безопасности и природопользования</p>  <p>Джафаров Ш.А. " " 201__ г.</p>	<p>Заместитель главного инженера по производственному контролю, охране труда, пожарной безопасности и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>  <p>Авцелович О.В. " " 201__ г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p>  <p>Новичков А.А. " " 201__ г.</p>	<p>Начальник департамента трубопроводного транспорта</p>  <p>Паливода Р.Б. " " 201__ г.</p>
<p>Начальник ОВОЭ</p>  <p>Ильяш С.В. " " 201__ г.</p>	



**Дополнение №1**  
**к заданию № 185-13 на проектирование объекта «Напорный нефтепровод**  
**«ДНС-1 Покамасовского месторождения - ЦППН-1 Ново – Покурского месторождения»**

Пункты №8, 11, 14, 25, 32 читать в следующей редакции:

8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию							
	2015г.							
11.	Потребность в инженерных изысканиях							
	<p>Выполнить инженерные изыскания для строительства напорного нефтепровода и ВЛ-6кВ согласно СНиП 11-02-96; СП 11-104-97; СП 112-105-97; СП 11-102-97.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <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.</li></ul>							
14.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования							
	<p><u>Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1 Ново-Покурского м/р».</u></p> <p>1. От ДНС-1 по проектируемому трубопроводу (<math>L=16,20\text{ км}</math>) нефть поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.</p> <p>2. Подключение напорного нефтепровода «ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1 Ново-Покурского м/р» выполнить согласно Приложения №1 (диаметр в точке подключения 426мм, давление 10 кгс/см<sup>2</sup>).</p> <p>Максимальное рабочее давление в нефтесборных сетях – 40кгс/см<sup>2</sup>, при выполнении гидравлического расчёта и определении диаметра напорного нефтепровода – давление не должно превышать 25 кгс/см<sup>2</sup>.</p>							
	№	Наименование трассы	Ø в точке подключения, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>н</sub> , т/сут	P <sub>раб</sub> /P <sub>max</sub> , кг/см <sup>2</sup>	Давление в точке подключения	Длина, м
	1.	Напорный нефтепровод «ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1 Ново-Покурского м/р»	426	400	330	10/40	10	16200*
	* протяженность уточнить в процессе производства работ							
	При проектировании узлов задвижек до и после пересечения напорным нефтепроводом							

	<p>р. Катесовский Еган необходимо предусмотреть устройства управления и сигнализации в соответствии с техническими условиями №21-17-1326 от 15.09.14г. (Приложение 7).</p> <p><u>ВЛ 6 кВ на узел задвижек в районе ПК72+80</u></p> <p>Электроснабжение узла задвижек в районе ПК72+80 длиной 12,2 км от проектируемой ВЛ 6 кВ с точкой подключения ф-18 ПС 35/6 кВ «Южно-Покамасовская» согласно ТУ №300-2014 от 19.09.2014г.(протяженность уточнить в процессе проектирования).</p> <p>Номер опоры определить при производстве инженерных изысканий. Основные технические решения принять согласно ТУ №300-2014 (Приложение 6).</p>
<b>25.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение №1 «Технологическая схема существующего и предлагаемого к реконструкции напорного нефтепровода «ДНС-1 Покамасовского месторождения – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения»;</p> <p>Приложение №2 «Усреднённые свойства залежей Покамасовского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение №3 «Образец выполнения надписей на аншлаге»;</p> <p>Приложение №4 «Ограждение узла задвижек»;</p> <p>Приложение №5 «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;</p> <p>Приложение №6 Технические условия на эл. снабжение узла задвижек;</p> <p>Приложение №7 Технические условия на автоматизацию электроприводных задвижек.</p>
<b>32.</b>	<b>Идентификация объекта в соответствии с ФЗ РФ №384 от 30.12.2009г.</b>
	<p>При производстве работ учесть идентификационные признаки в соответствии со статьей 4 «Технический регламент зданий и сооружений», Федерального закона РФ №384 от 30.12.2009.</p> <p>Назначение: производственный объект системы транспорта нефти;</p> <p>Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технические особенности которых влияют на их безопасность: не принадлежит.</p> <p>Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения: отсутствуют.</p> <p>Принадлежность к опасным производственным объектам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- по признаку опасности относится к типу 2.1 (Приказы Ростехнадзора от 16.11.2011 N 641, от 17.10.2012 N 586)</li> <li>- по типу объекта относится к типу 3.2 (Приказы Ростехнадзора от 16.11.2011 N 641, от 17.10.2012 N 586)</li> <li>- Пожарная и взрывопожарная опасность: взрывопожароопасный.</li> <li>- Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: отсутствуют.</li> <li>- Уровень ответственности: - повышенный</li> </ul>

Директор  
по капитальному строительству  
ОАО «СН-МНГ»



Д.А. Николаев

Начальник ДТТ  
ОАО «СН-МНГ»



М.Г. Разин

Начальник ООПИР  
ДПИР и ВОЭ ОАО «СН-МНГ»



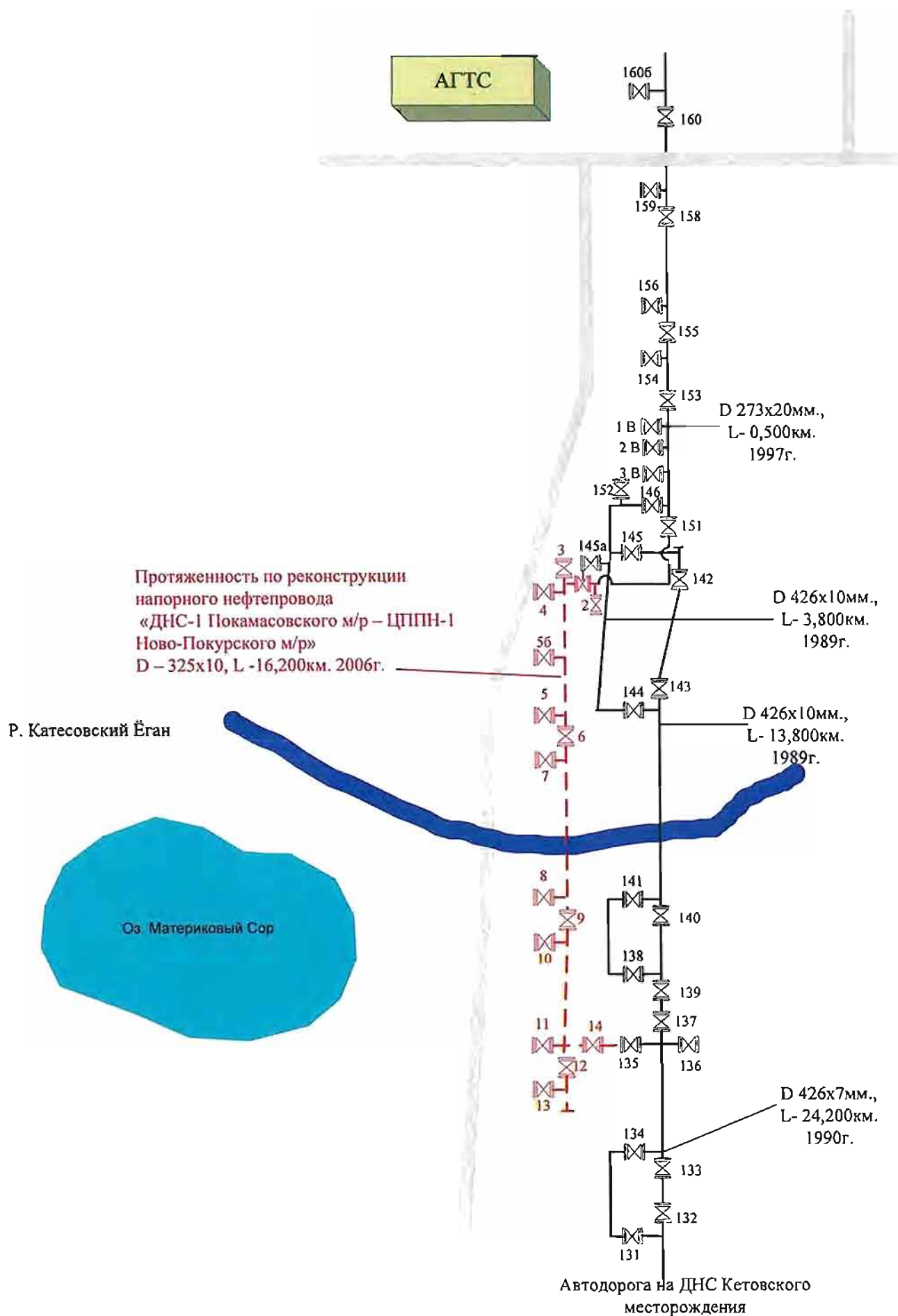
С.Н. Бабкин

Главный инженер АНГДУ

В. В. Евдокимов

Технологическая схема существующего и предлагаемого к  
реконструкции  
Напорного нефтепровода " ДНС-1 Покамасовского м/р – ЦППН-1  
Ново-Покурского м/р"

Приложение № 1.





# УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

## Месторождение Покамасовское

### Залежь пласта ПК Покамасовского месторождения

Газовый фактор	1	м3/м3
Содержание углекислого газа	0	%
Содержание азота	0	%
Газоконденсатный фактор	0	м3/м3

### Залежь пласта ПК1 Покамасовского месторождения

Плотность в пластовых условиях	,1	кг/м3
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1	д.е.
Плотность	1	кг/м3
Содержание азота	0	%
Давление первоначальное пластовое	28,3	МПа
Газоконденсатный фактор	0	м3/м3
Содержание углекислого газа	0	%

### Залежь пласта 1Ю1 Покамасовского месторождения

Объемный коэффициент нефти	1,246	д.е.
Газовый фактор	72,25	м3/м3
Содержание иона Cl(-)	464,034	мг-экв
Содержание углекислого газа	0	%
рН	7,2	ед
Содержание азота	0	%
Давление первоначальное пластовое	28	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,3796	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,83	мПа*с
Газоконденсатный фактор	0	м3/м3
Температура залежи	84	град С
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,44	д.е.
Содержание иона HCO3(-)	21	мг-экв
Содержание иона Ca(2+)	23,353	мг-экв
Плотность в нормальных условиях	,821	кг/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,732	кг/м3

## 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

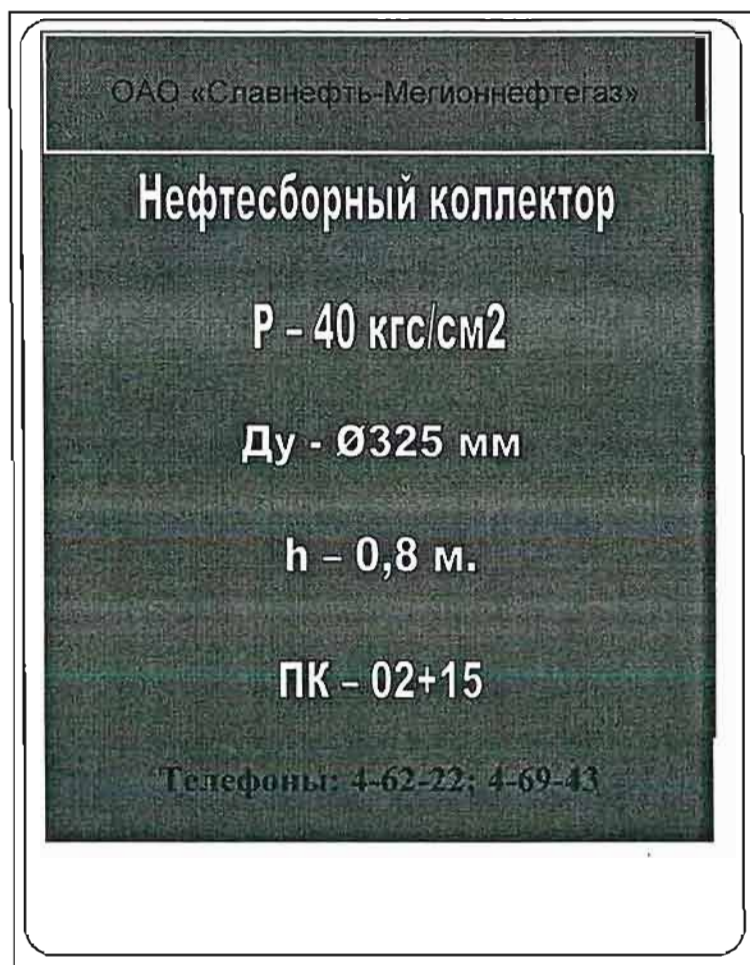
Телефон:

ЦИТС 4-62-22;  
управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

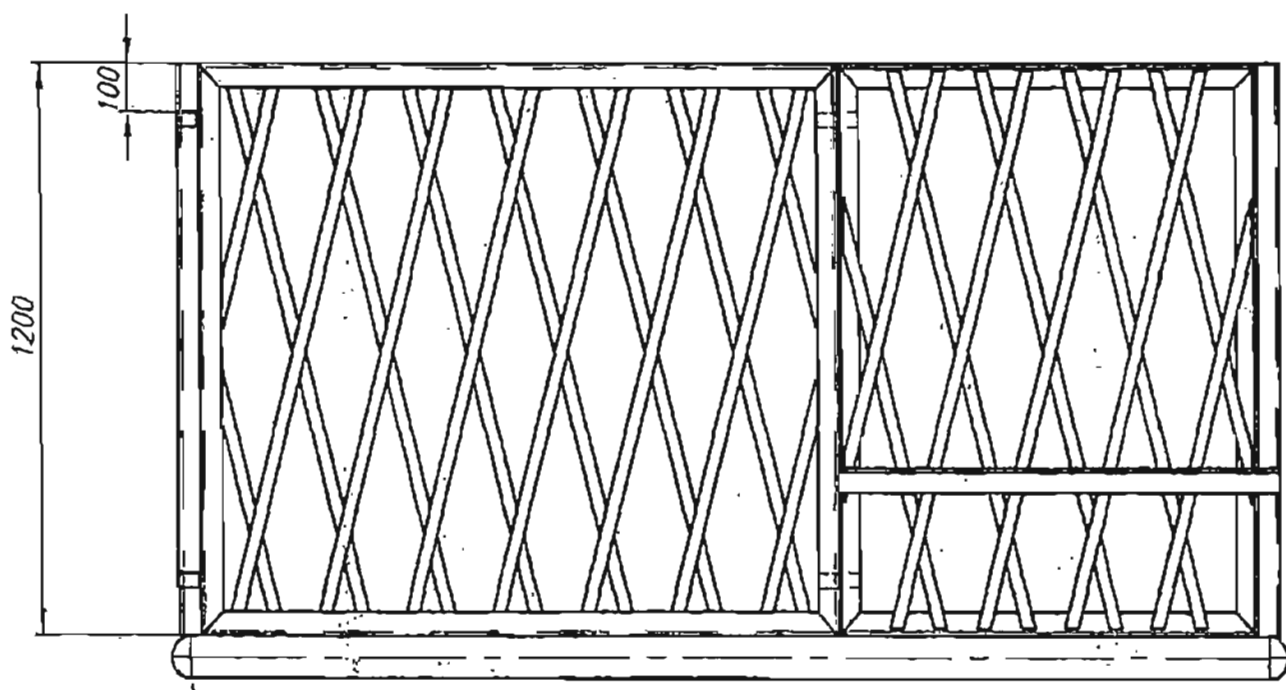
Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

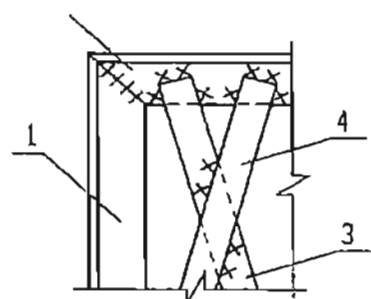
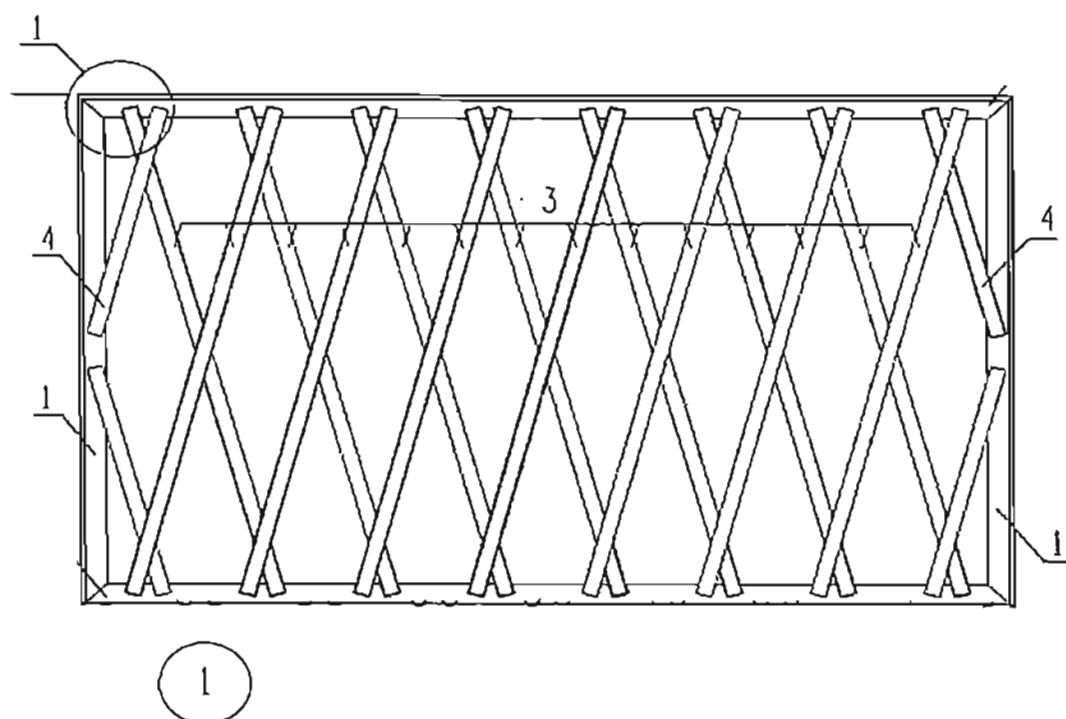
Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;
- Пролеты – желтый цвет.



# Секция ограждения




## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$

**«Напорный нефтепровод  
«ДНС-1 Покамасовского месторождения-ЦППН-1 Ново –Покурского месторождения»  
(полное наименование объекта)**

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Сургутский район, Покамасовское и Южно-Покамасовское месторождения  
(адрес расположения объекта)**

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от ДНС-1 Покамасовского месторождения до ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала.  Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
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.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	

УТВЕРЖДАЮ:  
 Главный инженер ОАО СМ-МНГ  
  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту  
 «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр.к.100 – ДНС-2»

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017531
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «т.вр.к.100 – ДНС-2»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<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 и внутренним антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали.</li> <li>– 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>– На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;</li> <li>– Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.</li> <li>– Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет;</li> <li>– 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 согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;</li> <li>– При проведении гидравлического расчета учитывать</li> </ul>



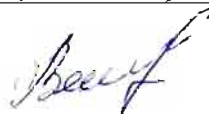
существующую систему трубопроводов;

- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- 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);
- 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:
  1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
  2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- 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;
- 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.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</li> <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 материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства;</li> <li>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Нефтегазопровод «г.вр.к.100 – ДНС-2»</b>  От т.вр.к.100 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-2 Ватинского месторождения нефти.  Объем жидкости - <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}</math> - 23890/2970  Давление в точке подключения – <math>8 \text{ кгс/см}^2</math>.  Диаметр в точке подключения – Ду 300мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и 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>
7. 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>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

Начальник департамента трубопроводного  
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

## СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин

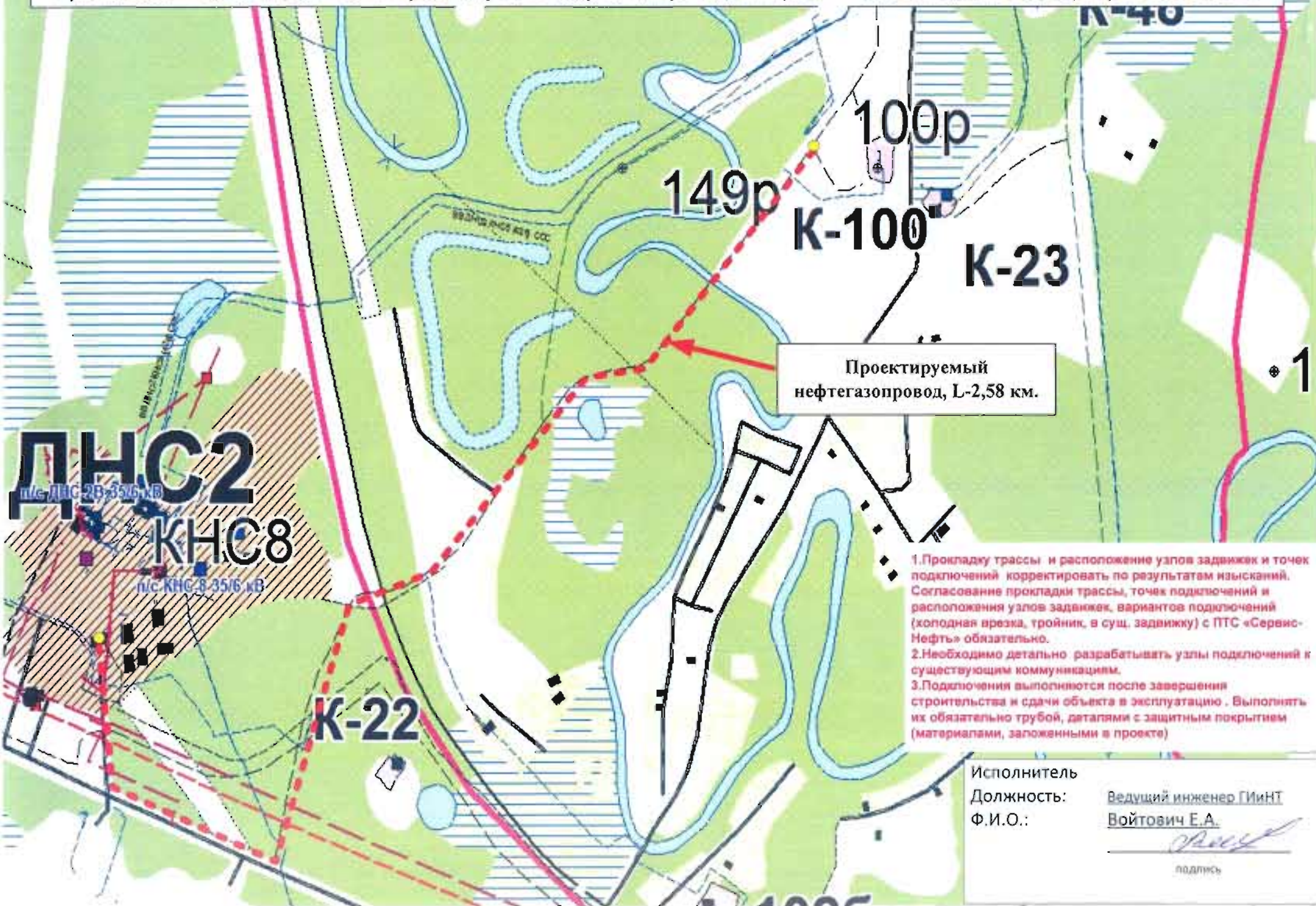
Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Е.В.Тараненко







## 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:

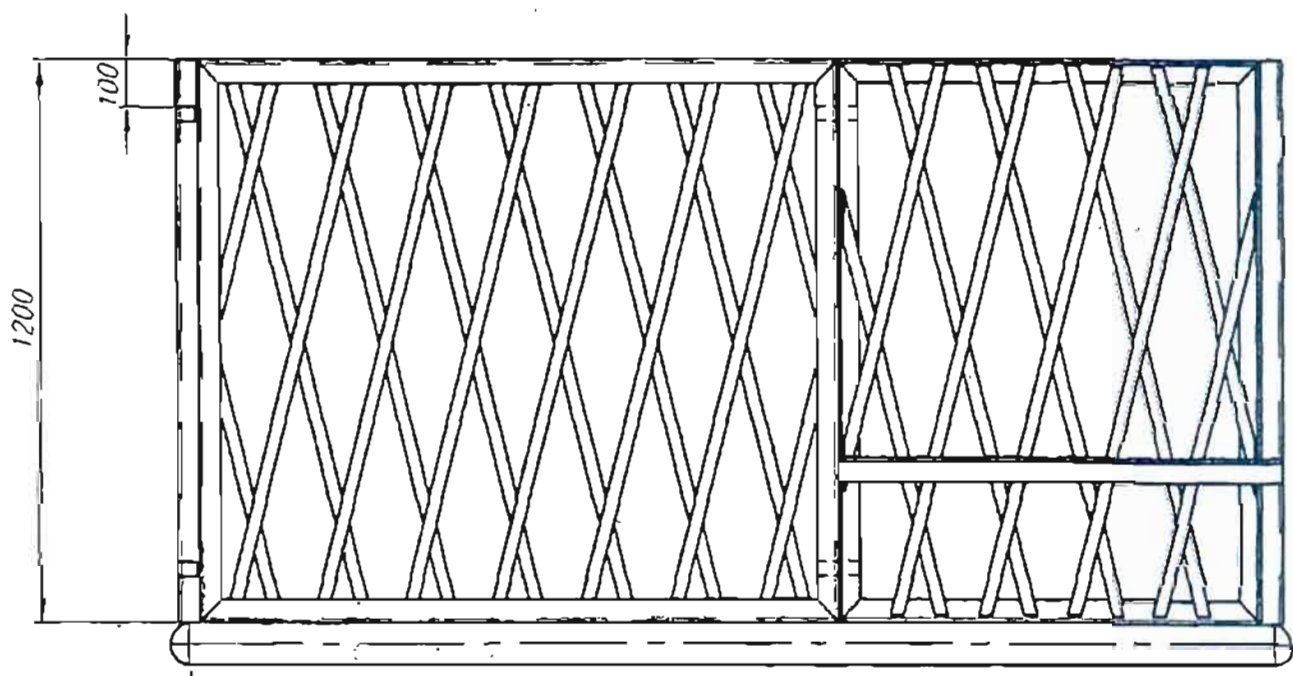
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

  - Газопроводы – желтый цвет;

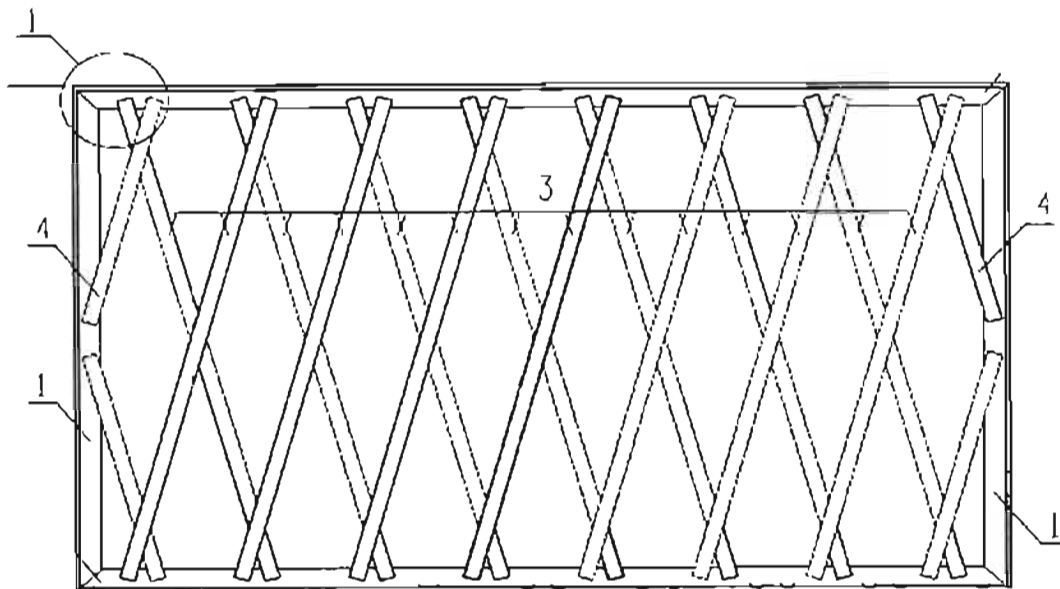
  - Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

  - Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.

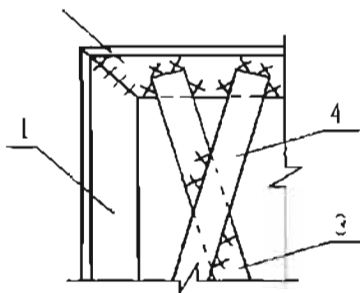




# Секция ограждения



1



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{C255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{C255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{C255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$



## 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:

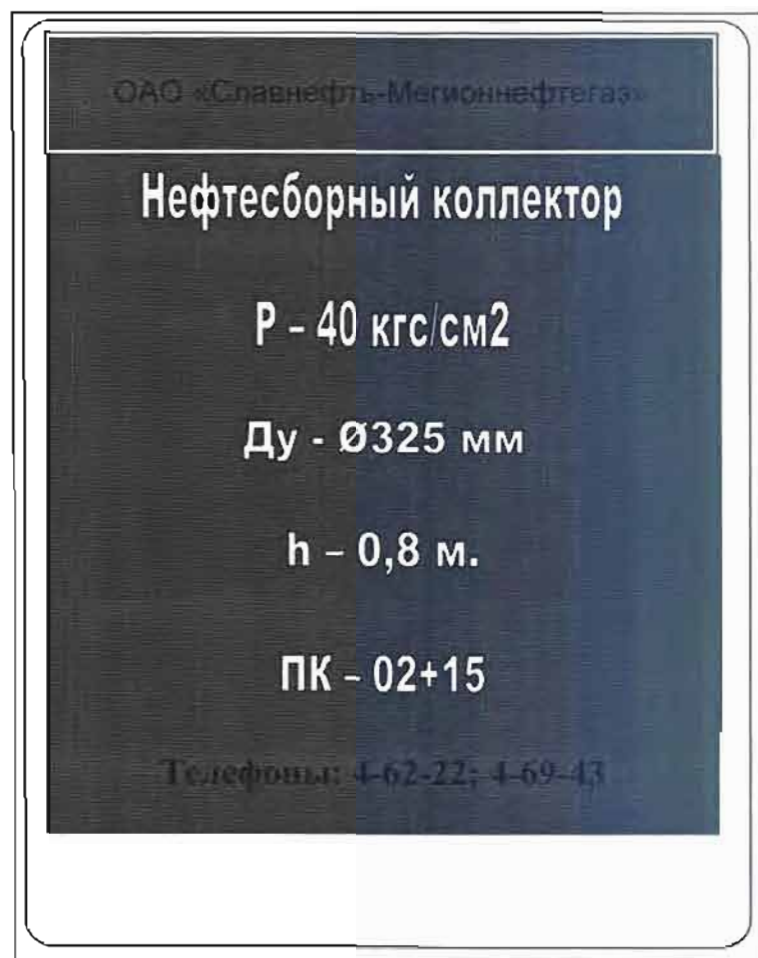
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ


 А.М.Пятаев

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Ватинского месторождения нефти.

**Высоконапорный водовод «КНС-4 - т.вр.к.104», «т.вр.к.104-к.220»**

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017477
3. Состав проектируемого объекта.	Высоконапорный водовод «КНС-4 - т.вр.к.104» Высоконапорный водовод «т.вр.к.104 – к.220»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<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 высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали.</li> <li>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</li> <li>– <b>Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</b></li> <li>– Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.</li> <li>– Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 14 лет;</li> <li>– 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 согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;</li> <li>– При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;</li> <li>– Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кгс/см<sup>2</sup>;</li> <li>– Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно.</li> </ul>

переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода;

– 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 1,5м);

– 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:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;

2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

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;

– 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 пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

– 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



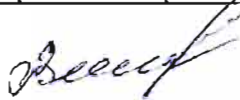
	<p>названию по акту выбора;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос 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>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>1 этап. Высоконапорный водовод «КНС-4 - т.вр.к.104»</b>  От КНС-4 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает в т.вр.к.104  Объем жидкости - <math>Q_{ж}-1510\text{м}^3/\text{сут}</math>  Давление в точке подключения – <math>98\text{кгс}/\text{см}^2</math>.  Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p><b>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.104 – к.220»</b>  От КНС-4 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на к.220  Объем жидкости - <math>Q_{ж}-1510\text{м}^3/\text{сут}</math>  Давление в точке подключения – <math>98\text{кгс}/\text{см}^2</math>.  Диаметр в точке подключения – 219мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы высоконапорного водовода.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
7. 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</li> </ul>

объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.

**По защите окружающей среды**

- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;
- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

Начальник департамента трубопроводного  
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

**СОГЛАСОВАНО:**

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин

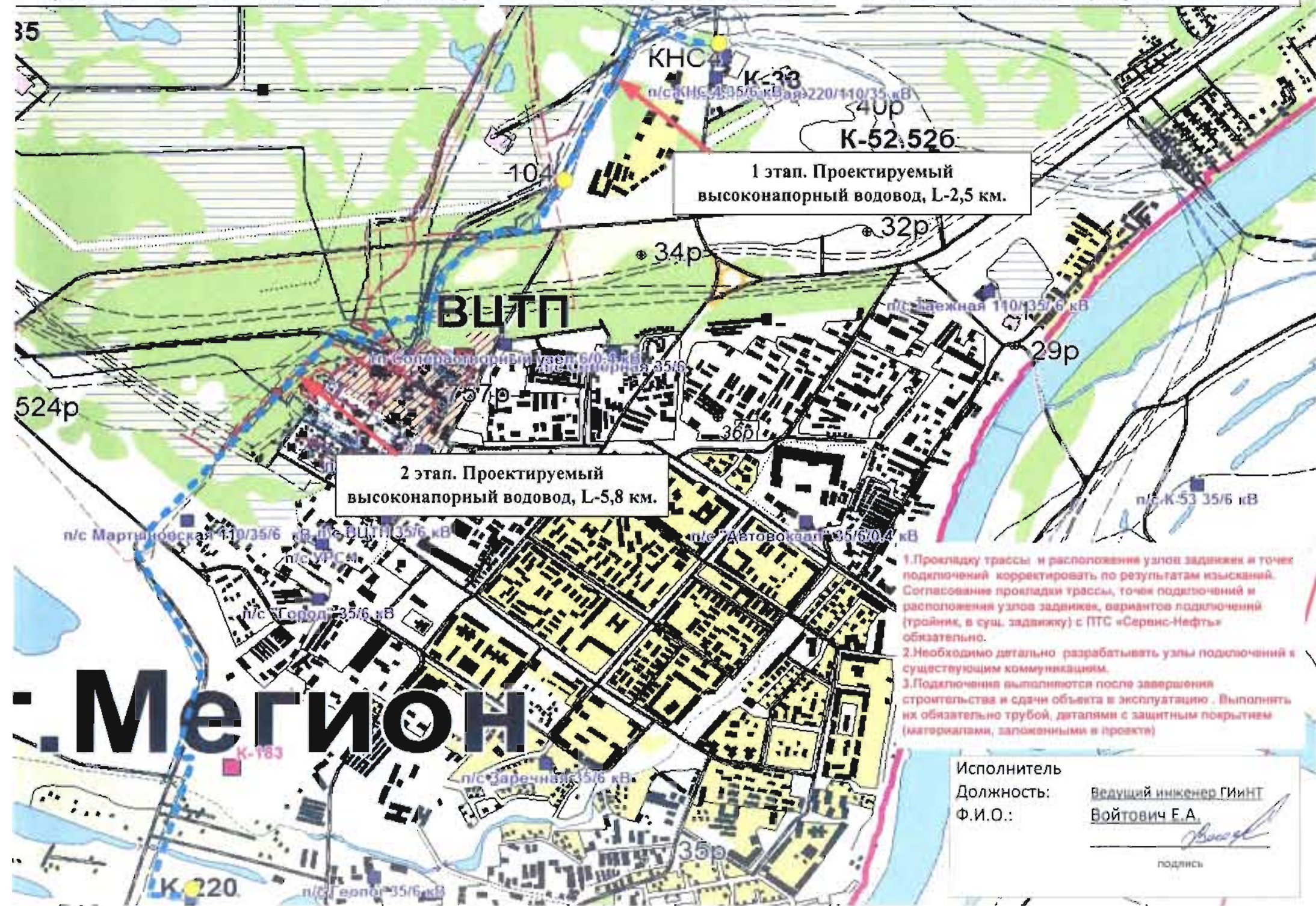
Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Е.В.Тараненко









## 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:

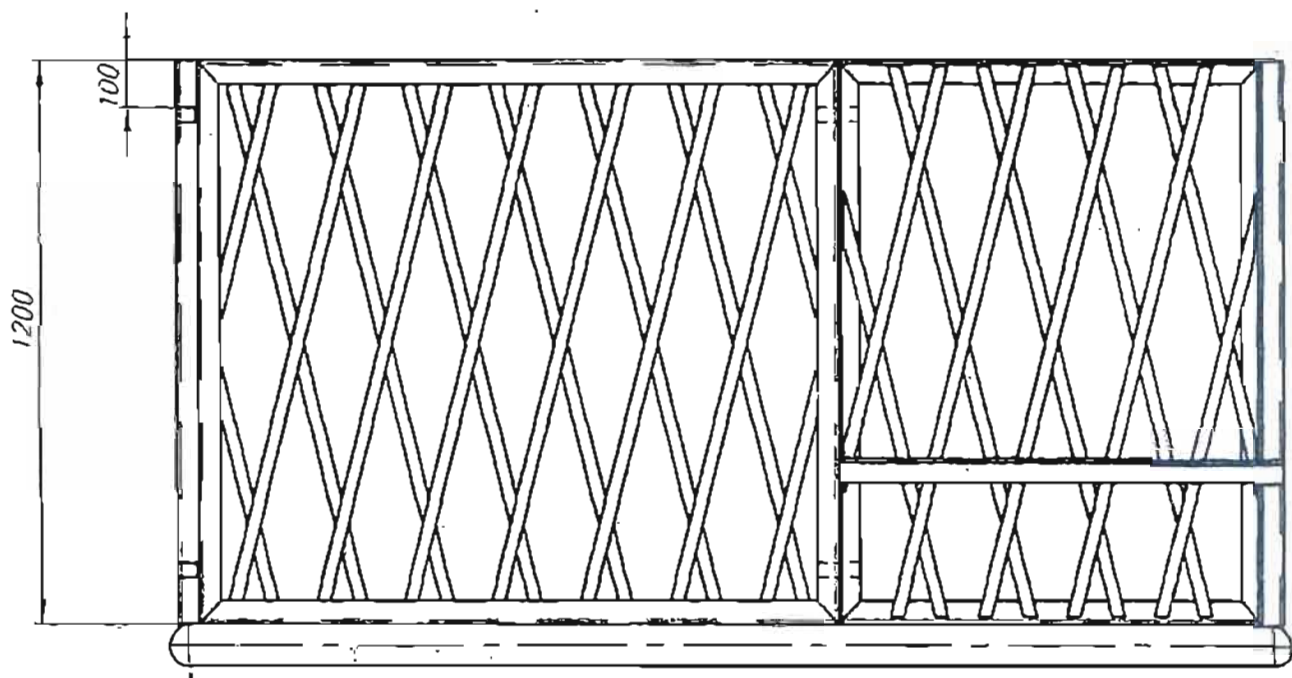
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

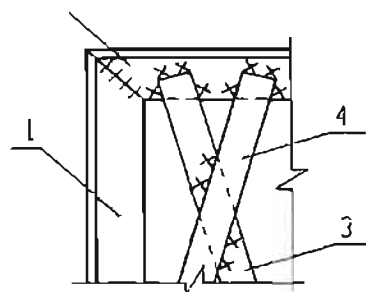
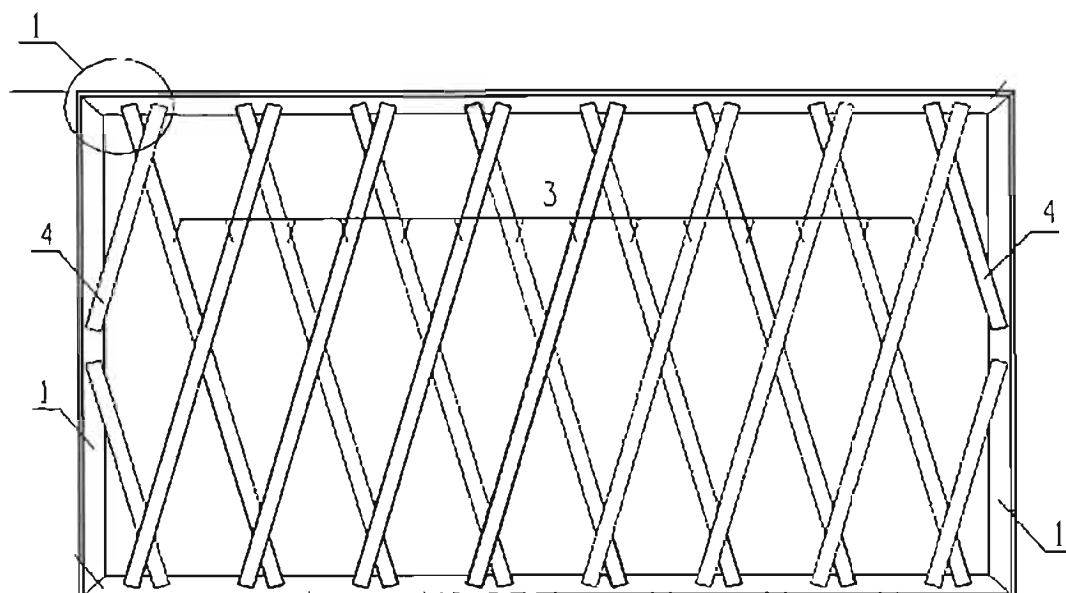
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

$Dy$  – диаметр трубопровода (мм)

$h$  – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

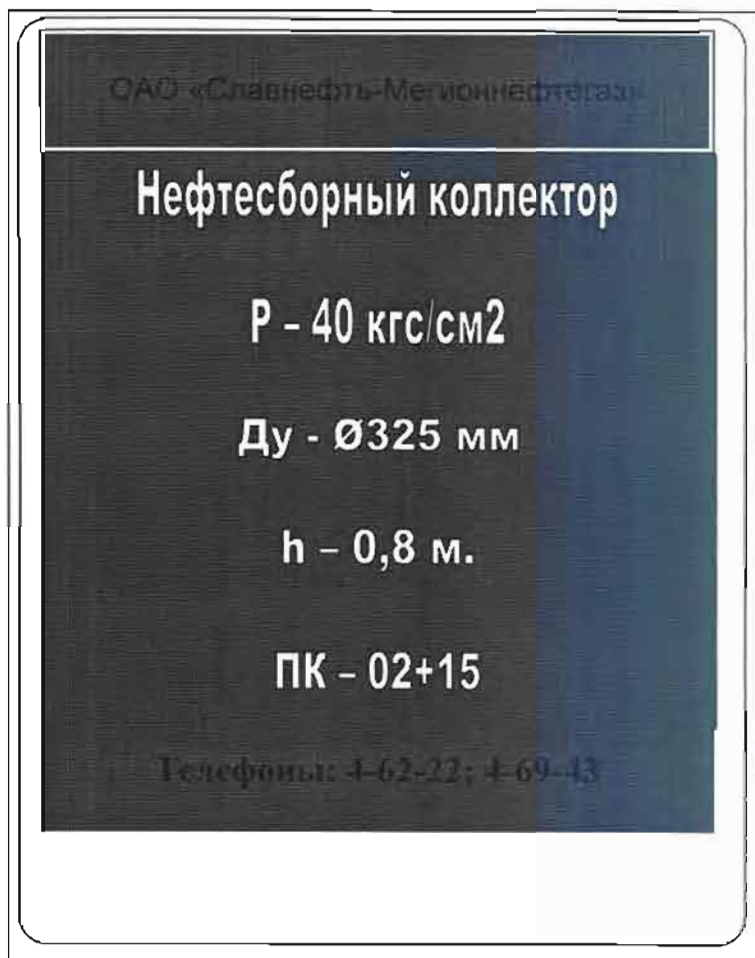
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ

А.М.Пятаев

« »

2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Ватинского месторождения нефти.

Высоконапорный водовод «КНС-7 - к.166»

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017439
3. Состав проектируемого объекта.	Высоконапорный водовод «КНС-7 - к.166»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<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 высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали.</li> <li>– 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 крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.</li> <li>–Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 14 лет;</li> <li>–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 согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;</li> <li>–При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;</li> <li>–Максимально допустимое давление проектируемых</li> </ul>

высоконапорных водоводов принять 210 кгс/см<sup>2</sup>;

- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- 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);
- 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:
  1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
  2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- 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;
- 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 пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;
- 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

	<p>коррозии;</p> <ul style="list-style-type: none"> <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 учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства;</li> <li>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Высоконапорный водовод «КНС-7 - к.166»</b>  От КНС-7 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на к.166  Объем жидкости - <math>Q_{ж}=468\text{м}^3/\text{сут}</math>  Давление в точке подключения – <math>119\text{кгс}/\text{см}^2</math>.  Диаметр в точке подключения – 114мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы высоконапорного водовода.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
7. 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>



**По защите окружающей среды**

- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;
- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИИИТ ДТТ



Е.А.Войтович

Начальник департамента трубопроводного  
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

**СОГЛАСОВАНО:**

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



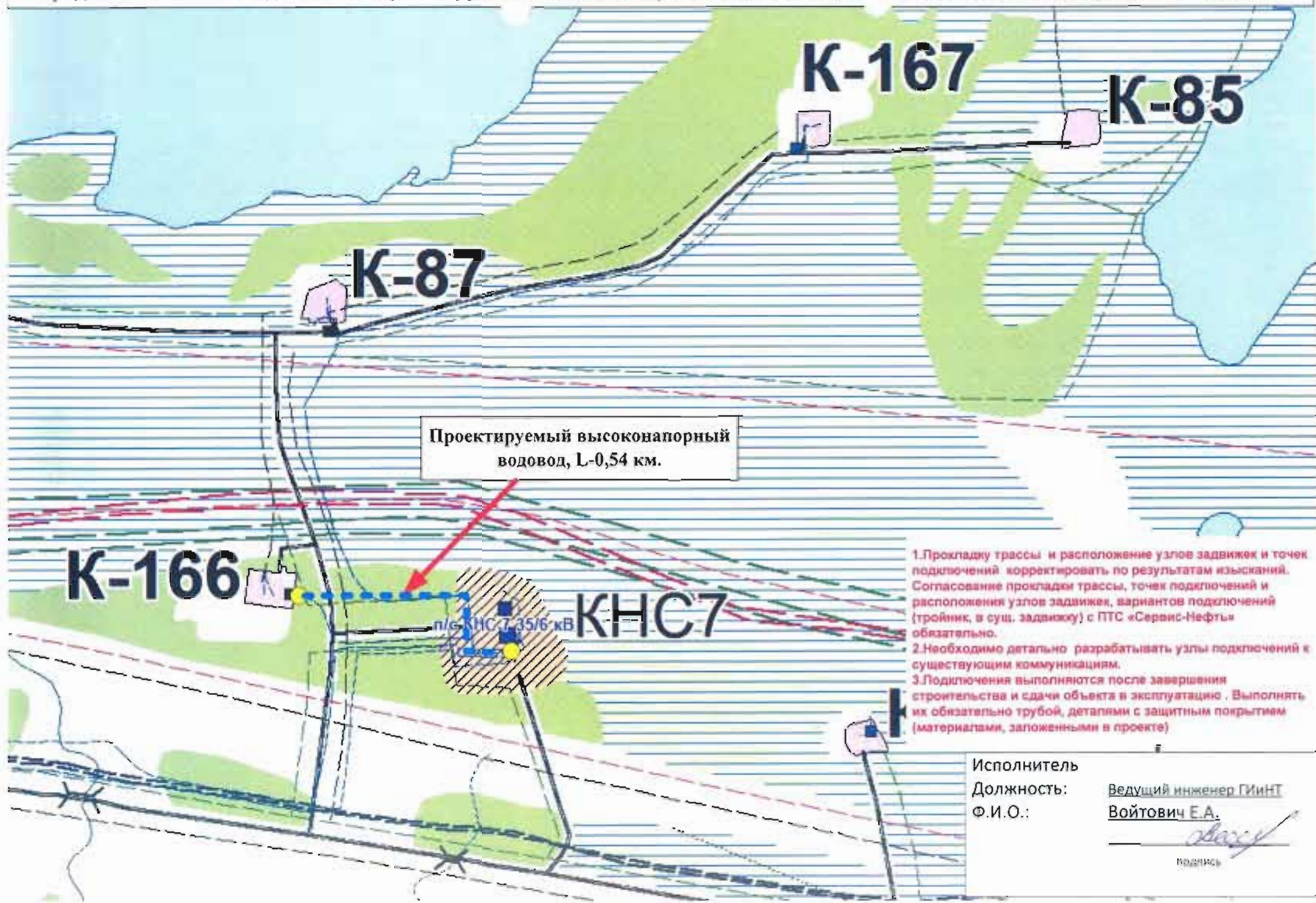
Р.А.Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Е.В.Тараненко





## 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:

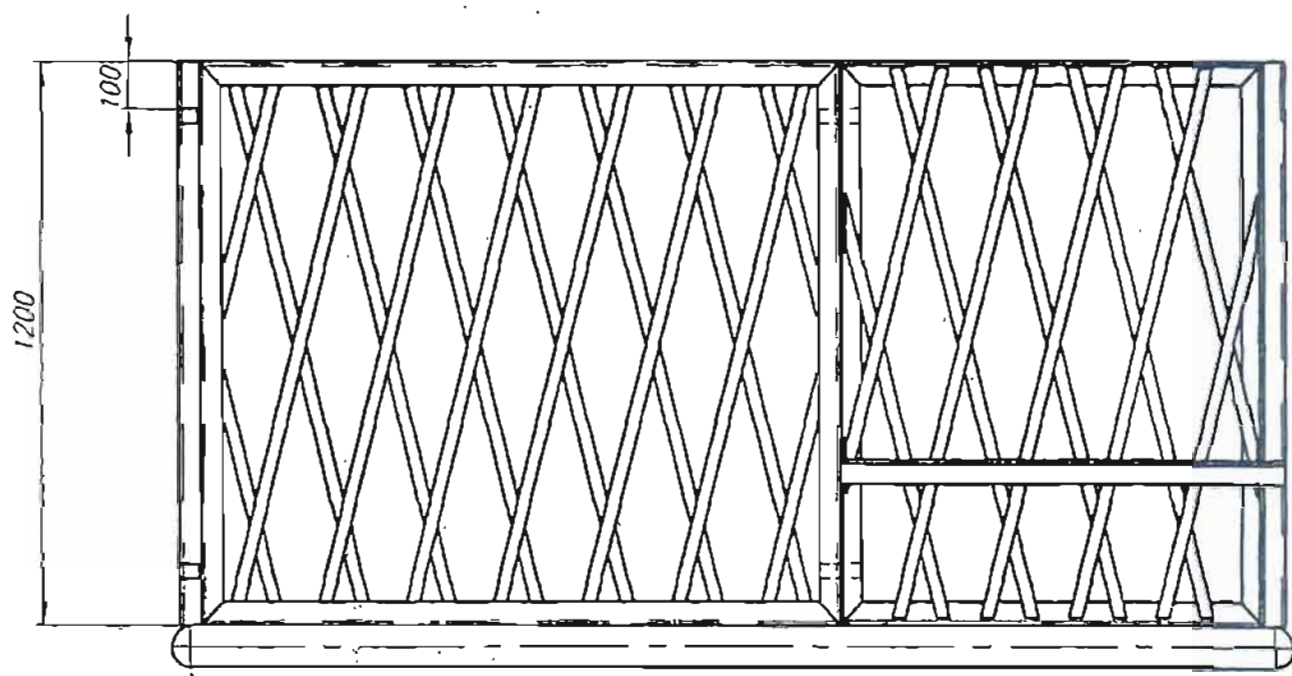
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

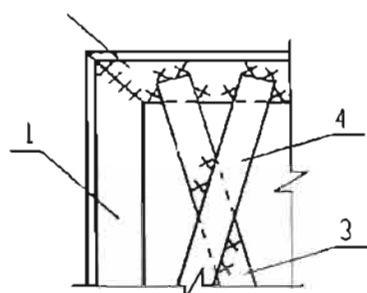
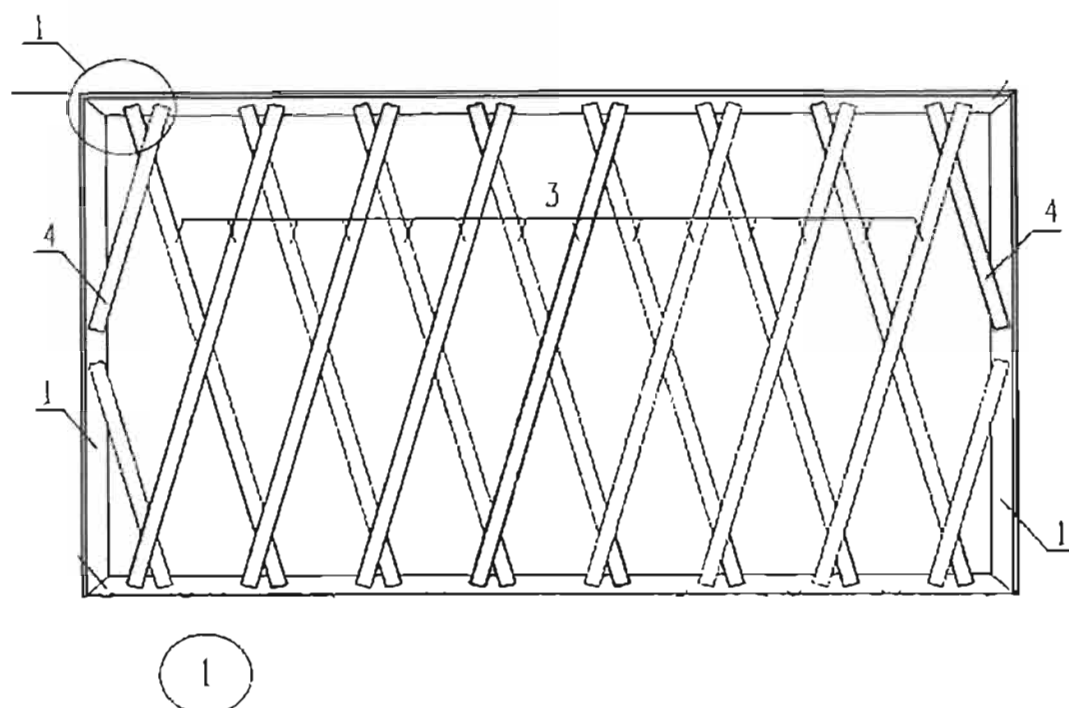
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$



## 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:

Нефтеборный коллектор – красный;

Водовод - синий

