

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН - МНГ»

П.В. Василенко

2014 год



Задание на проектирование №184-13

по объекту «Реконструкция нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов Ватинского месторождения нефти (III очередь)»

1.	Наименование объекта
	«Реконструкция нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов Ватинского месторождения нефти (III очередь)».
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, лицензионный участок Ватинского месторождения нефти.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Вид строительства
	Реконструкция.
6.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
7.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
8.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008 (ИСО 9001:2008).
9.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	Начало - 2014г. Окончание – согласно ПОС.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	Выполнить инженерные изыскания для строительства нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов согласно СНиП 11-02-96; СП 11-104-97; СП 112-105-97; СП 11-102-97. Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникаций (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопровода. Обязательно согласовать: - Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ» - полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой. Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате Mapinfo.
12.	Требования по вариантной проработке и формированию ОТР
	Не требуется
13.	Требования к выделению этапов строительства
	Предусмотреть независимые этапы строительства: 1 этап Нефтегазопровод «т.вр. К.93 – т.вр. К.131»:

	<p><u>2 этап</u> Нефтегазопровод «т.вр. К.138 – т.вр. ДНС-3»;</p> <p><u>3 этап</u> Нефтегазопровод «т.вр. К.145 – т.вр. К.133»;</p> <p><u>4 этап</u> Нефтегазопровод «т.вр. К.133 – ДНС-3»;</p> <p><u>5 этап</u> Нефтегазопровод «т.вр. К.143, 77 ЗКЛ №105 – т.вр. К.145»;</p> <p><u>6 этап</u> Высоконапорный водовод «КНС-6 – К.40»;</p> <p><u>7 этап</u> Высоконапорный водовод «т.вр. К.125 - 126, К.17»;</p> <p><u>8 этап</u> Высоконапорный водовод «т.вр. К.25 - т.вр. К.68»;</p> <p><u>9 этап</u> Высоконапорный водовод «т.вр. - К.75»;</p> <p><u>10 этап</u> Высоконапорный водовод «т.вр. - К.164»;</p> <p><u>11 этап</u> Высоконапорный водовод «КНС-5 – т.вр. К.26»;</p> <p>Наименования этапов дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>
14.	<p>Основные технико-экономические показатели</p> <p><u>1 этап Нефтегазопровод «т.вр. К.93 – т.вр. К.131»</u> От кустов 65, 66, 92, 93, 94, 95, 96 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 4470 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} - 487 \text{ т/сут.}$ поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС-1 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 11 кгс/см^2. Диаметр в точках подключения – $D_{y200\text{мм}}$.</p> <p><u>2 этап Нефтегазопровод «т.вр. К.138 – т.вр. ДНС-3»</u> От кустов 41, 42, 42б, 43, 43б, 55, 55б, 56, 57, 60, 135, 138, 142, 150, 153, 155, 172, 182, 187, 205 по системе нефтегазопроводов нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 9377 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} - 437 \text{ т/сут.}$ поступает на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 8 кгс/см^2. Диаметр в точках подключения – $D_{y250\text{мм}}$.</p> <p><u>3 этап Нефтегазопровод «т.вр. К.145 – т.вр. К.133»</u> От т.вр К.145 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 2793 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} - 359 \text{ т/сут.}$ поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точках подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><u>4 этап Нефтегазопровод «т.вр. К.133 – ДНС-3»</u> От т.вр К.133 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 5570 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} - 667 \text{ т/сут.}$ поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – $3,7 \text{ кгс/см}^2$. Диаметр в точках подключения – определить при подключении на новую (проектируемую) гребенку по ш.270.13.</p> <p><u>5 этап Нефтегазопровод «т.вр. К.143, 77 ЗКЛ №105 – т.вр. К.145»</u> От т.вр К.143, 77 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж} - 1402 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} - 235 \text{ т/сут.}$ поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точках подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><u>6 этап Высоконапорный водовод «КНС-6 – К.40»</u> От КНС-6 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на К.40 в объеме $Q_{ж} - 2423 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Давление в точке подключения – 145 кгс/см^2. Диаметр в точках подключения – $D_{y150\text{мм}}$.</p> <p><u>7 этап Высоконапорный водовод «т.вр. К.125 - 126, К.17»</u> От КНС-5 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на К.126, 125, 127, 17 в объеме $Q_{ж} - 1606 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Давление в точке подключения – 119 кгс/см^2. Диаметр в точках подключения – $D_{y100\text{мм}}$.</p> <p><u>8 этап Высоконапорный водовод «т.вр. К.25 - т.вр. К.68»</u> От КНС-5 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на К.67, 69, 122, 162, 68, 123 в объеме $Q_{ж} - 3415 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Давление в точке подключения – 120 кгс/см^2. Диаметр в точках подключения – $D_{y150\text{мм}}$.</p> <p><u>9 этап Высоконапорный водовод «т.вр. - К.75»</u> От КНС-6бис подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на К.75 в объеме $Q_{ж} - 716 \text{ м}^3/\text{сут.}$</p>

	<p>Давление в точке подключения – 155 кгс/см². Диаметр в точках подключения – Ду100мм. 10 этап Высоконапорный водовод «т.вр. - К.164» От КНС-1 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на К.164 в объеме Qж – 310 м³/сут. Давление в точке подключения – 135 кгс/см². Диаметр в точках подключения – Ду100мм. 11 этап Высоконапорный водовод «КНС-5 – т.вр. К.26» От КНС-5 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на К.112, 119, 70, 70б, 111 в объеме Qж – 2945 м³/сут. Давление в точке подключения – 150 кгс/см². Диаметр в точках подключения – Ду200мм.</p>
15.	Требования к техническим решениям
	<p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства согласно ТУ на разработку ПСД (Приложение №1).</p>
16.	Особые условия строительства
	Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<p>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>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)</p>
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<p>Предусмотреть защитный валик вдоль оси трубопровода со стороны стены леса и (или) водного объекта.</p> <p>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>
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<p>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</p>

20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ в области обеспечения пожарной безопасности и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
21.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<p>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>Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</p> <p>Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.</p> <p>Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p>
22.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение №1 «Технические условия на разработку ПСД»:</p> <p>Приложение №1.1 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр. К.93 – т.вр. К.131»;</p> <p>Приложение №1.2 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр. К.138 – т.вр. ДНС-3»;</p> <p>Приложение №1.3 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр. К.145 – ДНС-3»;</p> <p>Приложение №1.4 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «КНС-6 – К.40»;</p> <p>Приложение №1.5 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорного водовод «т.вр. К.125 – К.126, К.17»;</p> <p>Приложение №1.6 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр. К.25 - т.вр. К.68»;</p> <p>Приложение №1.7 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр. - К.75»;</p> <p>Приложение №1.8 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр. - К.164»;</p> <p>Приложение №1.9 «Технические условия на разработку ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «КНС-5 – т.вр. К.26» Ватинского м/р».</p> <p>Приложение №2 «Требования к сметной документации».</p>
23.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
24.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
25.	Количество экземпляров ПД/РД
	Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.
26.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<p>Представить опросные листы в формате Заказчика.</p> <p>Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.</p> <p>При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</p> <p>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).</p>

	Заказные спецификации на оборудование и материалы выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.
27.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить согласно действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и в соответствии требованиями, приведенными в Приложении №2. Исходные данные запросить отдельно. Сметную документацию предоставить в формате XML, arps, Excel.
28.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	Согласовать проектные решения с заказчиком. Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.
29.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
30.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Ведущий инженер
отдела организации ПИР ДКСиРО



Д.Е. Митрофанов

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 184-13 по объекту
«Реконструкция нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов Ватинского
месторождения нефти (III очередь)»

<p>Заместитель Главного инженера по производству</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Мигунов М.И. « » 2013г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Лешенко Е.В. " " 2013г.</p>
<p>Начальник Департамента по новым проектам, технике и технологии</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. « » 2013г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Мережкин Р.А. " " 2013г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Новичков А.А. « » 2013г.</p>	<p>Начальник ООПИР ДКСиРО УКСиРО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Яницкий М.В. "20" 12 2013г.</p>
<p>Заместитель главного инженера по производственному контролю, охране труда, пожарной безопасности и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Анцелович О.В. « » 2013г.</p>	<p>Начальник Департамента трубопроводного транспорта</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Паливода Р.Б. " " 2013г.</p>
<p>Главный инженер Управления «Сервис-нефть»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Тараненко Е.В. « 14 » 02 2013г.</p>	<p>Начальник Службы экологической безопасности и природопользования</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Джафаров Ш.А. « » 2013г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ

А.В.Огородов

« » 2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Ватинского месторождения нефти.

Нефтегазопровод «т.вр.К.93-т.вр.К.131»

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017786
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «т.вр.К.93-т.вр.К.131»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<p>—Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>—Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием и внутренним покрытием, из стали 20 по ТУ1317-006.1-593377520-2003, а также отводы, тройники из той же марки стали. В проекте указать, что марки сталей 20, 17Г1С(-У) (К-52), 13ХФА (К-52) являются взаимозаменяемыми. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</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. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом нефтегазопроводе;</p> <p>—Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию трубопроводов на срок не менее 20 лет;</p> <p>—Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение 1);</p> <p>—В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</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> <p>—При проведении гидравлического расчета учитывать</p>

существующую систему трубопроводов, ее пропускную способность;

—Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кг/см²;

—Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кг/см²;

—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 узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2. 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);

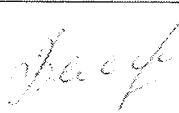
—Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.

—Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

	<ul style="list-style-type: none"> –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; –В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; –При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. –На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. –Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; –При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтегазопровод «т.вр.к. 93 - т.вр. к.131» От к.65, 66, 92, 93, 94, 95, 96 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме Qж-4470 м³/сут., Qн-487 т/сут. поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора-ДНС-1 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 11 кг/см². Диаметр в точках подключения – Ду200 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ВНИГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов

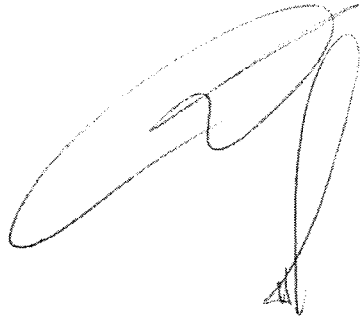
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите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

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИИНТ 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

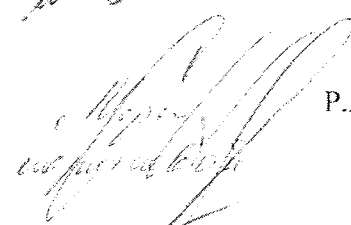
Начальник департамента по новым проектам,
технике и технологии ОАО «СН-МНГ»



И.Г.Тухфатуллин

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Исполнительная копия (оригинал) - в архиве

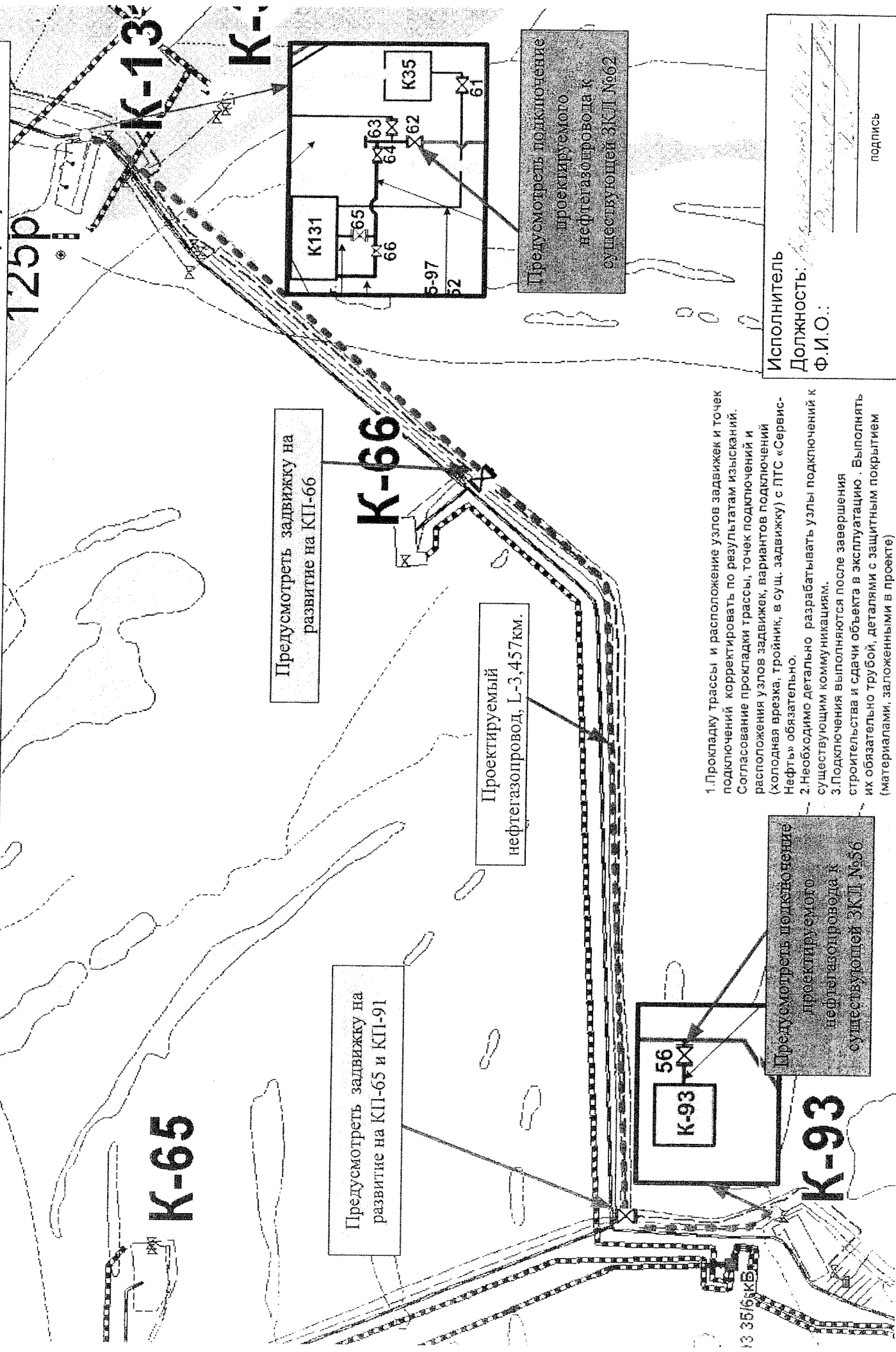


Р.А.Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Е.В.Тараненко



Предусмотреть задвижку на развитие на КП-66

Проектируемый нефтегазопровод, L-3,457км.

Предусмотреть задвижку на развитие на КП-65 и КП-91

Предусмотреть подключение проектируемого нефтегазопровода к существующей ЗКП №56

Предусмотреть подключение проектируемого нефтегазопровода к существующей ЗКП №62

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

Исполнитель
Должность:
Ф.И.О.:

подпись

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:

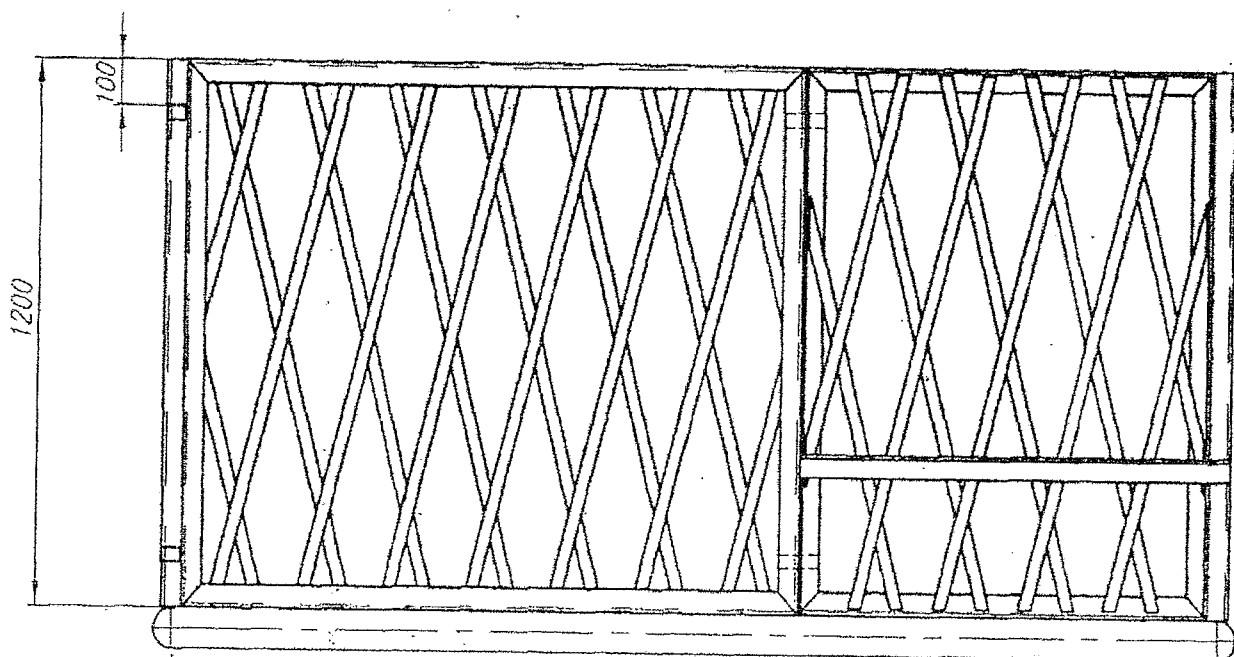
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

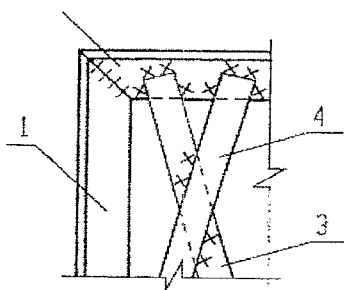
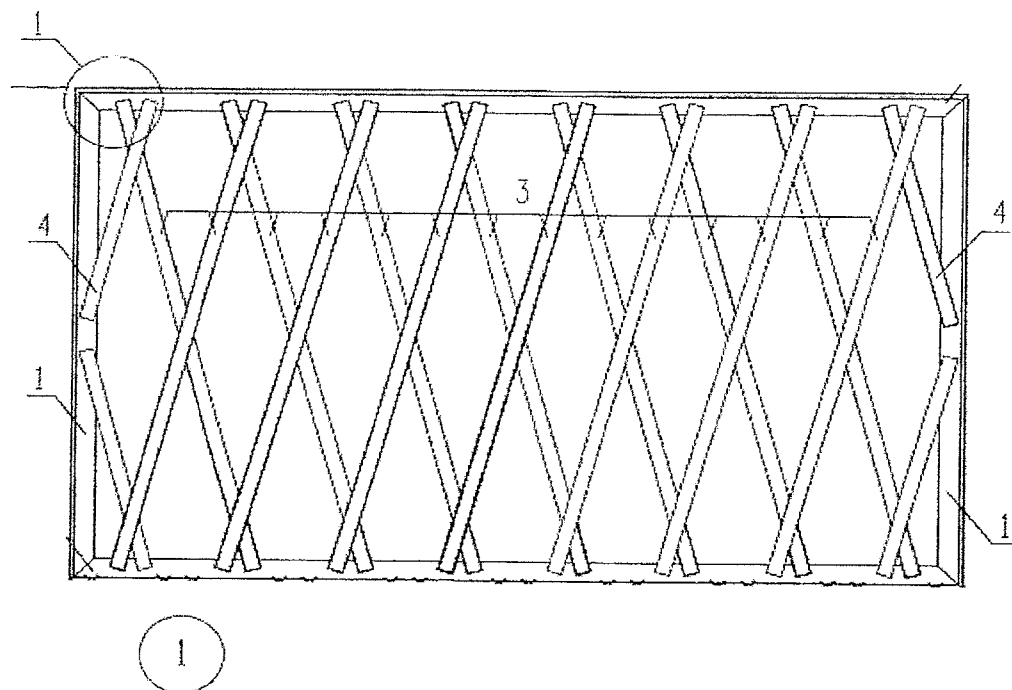
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Знаочение	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/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

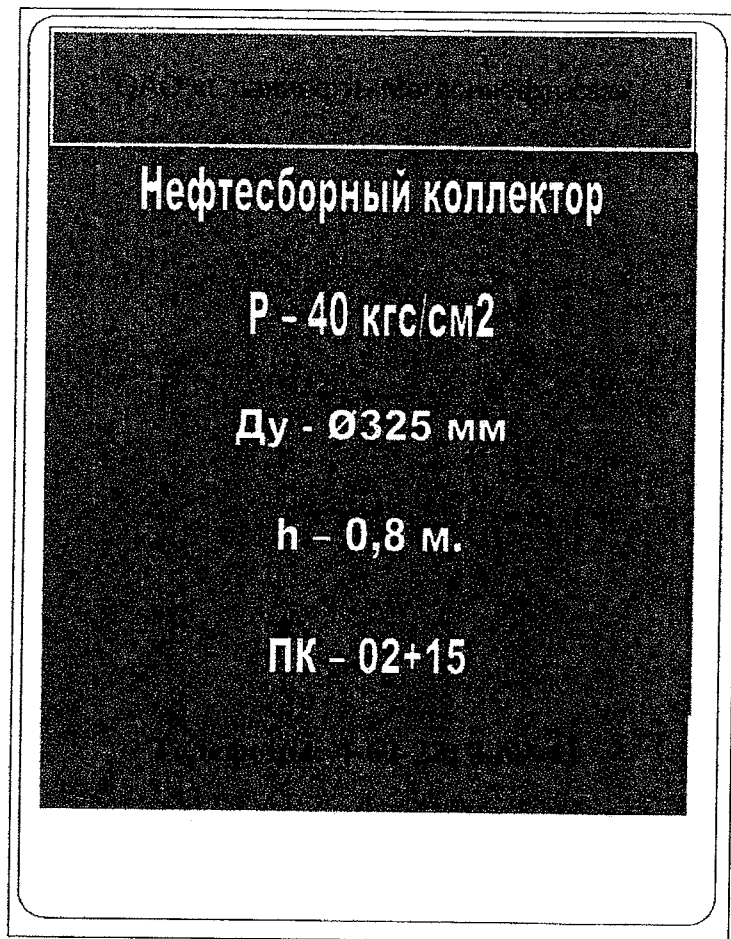
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ

А.В.Огородов

« » 2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти.
Нефтегазопровод «т.вр.К.138-т.вр. ДНС-3»

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв.№ 130000017657
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «т.вр.К.138-т.вр. ДНС-3»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<p>—Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>—Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием и внутренним покрытием, из стали 20 по ТУ1317-006.1-593377520-2003, а также отводы, тройники из той же марки стали. В проекте указать, что марки сталей 20, 17Г1С(-У) (К-52), 13ХФА (К-52) являются взаимозаменяемыми. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</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 краевых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом нефтегазопроводе;</p> <p>—Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию трубопроводов на срок не менее 20 лет;</p> <p>—Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение 1);</p> <p>—В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</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;
- Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кг/см^2 ;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кг/см^2 ;
- 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 $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее $1,5 \text{ м}$);
- 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 5 м ;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 25 м , но не менее 2 м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее $1,5 \text{ м}$ от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее $0,4 \text{ м}$ от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2. Высоту ограждений принять $1,5 \text{ м}$;
- 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.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные покрытия. Выбор покрытия согласовать

	<p>с Заказчиком;</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтегазопровод «т.вр.к. 138 - т.вр. ДНС-3» От кустов 41, 42, 42б, 43, 43б, 55, 55б, 56, 57, 60, 135, 138, 142, 150, 153, 155, 172, 182, 187, 205. по системе нефтегазопроводов нефтегазоводяная жидкость в объеме $Q_{ж-9377} \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н-437} \text{ т/сут.}$ поступает на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти (Схема нефтегазопроводов ДНС-3 Ватинского м/р – Приложение 1.1). Давление в точке подключения – 8 кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – $D_{у250} \text{ мм.}$</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический

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

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ 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»

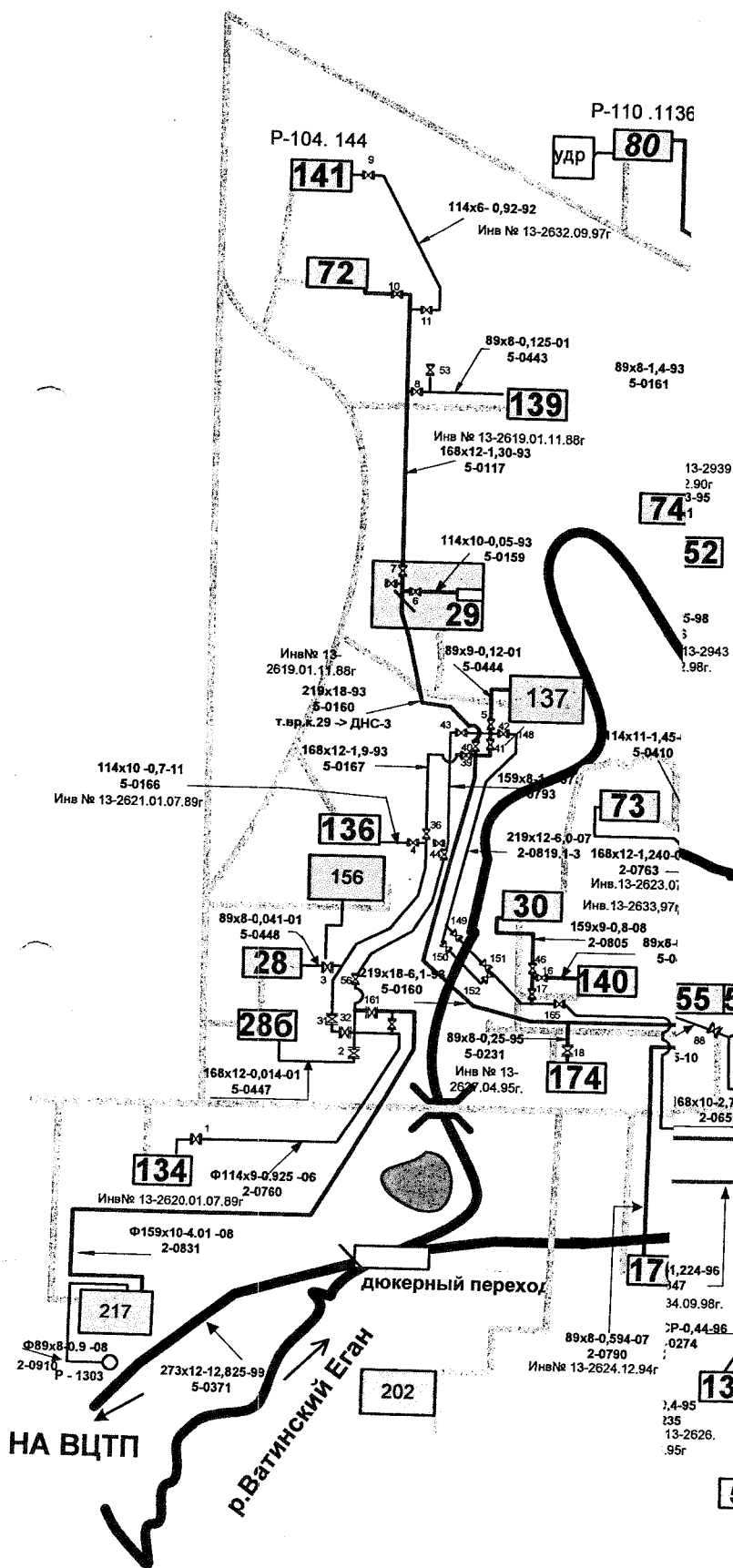
И.Г.Тухфатуллин

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Р.А.Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Е.В.Тараненко



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЗАДВИЖЕК

№	Тип	Ду	Ру	№	Тип	Ду	Ру
1	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	70	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
2	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	71	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
3	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	72	ЗКЛ 150x25	Ду150	Ру25
4	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	73	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
5	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	74	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
6	ЗКЛ 80x25	Ду80	Ру25	75	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
7	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16	76	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
8	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	77	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
9	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	78	ЗКЛ 150x25	Ду150	Ру25
10	ЗКЛ 100x25	Ду100	Ру25	79	ЗКЛ 100x16	Ду100	Ру16
11	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	80	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25
12	ЗКЛ 80x16	Ду80	Ру16	81	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
13	ЗКЛ 80x16	Ду80	Ру16	82	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
14	ЛР 100x20	Ду100	Ру20	83	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
15	ЛР 100x16	Ду100	Ру16	84	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
16	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16	85	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
17	ЗКЛ 150x25	Ду150	Ру25	86	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
18	ЗКЛ 80x16	Ду80	Ру16	87	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
19	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	88	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
20	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	89	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
21	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	90	ЗКЛ 200x16	Ду200	Ру16
22	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25	91	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
23	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	92	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
24	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25	93	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
25	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	94	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
26	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25	95	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
27	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	96	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
28	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	97	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
29	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	98	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
30	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16	99	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
31	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	100	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
32	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	101	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
33	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	102	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
34	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	103	ЗКЛ 50x40	Ду50	Ру40
35	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	104	ЗКЛ 100x25	Ду100	Ру25
36	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	105	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
37	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	106	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
38	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	107	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
39	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	108	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
40	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	109	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
41	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	110	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
42	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	111	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
43	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	112	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
44	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	113	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
45	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	114	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
46	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	115	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
47	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	116	ЗКЛ 150x25	Ду150	Ру25
48	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	117	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
49	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	118	ЗКЛ 150x25	Ду150	Ру25
50	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	119	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25
51	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	120	ЗКЛ 150x25	Ду150	Ру25
52	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	121	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
53	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	122	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16
54	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25	123	ЗКЛ 250x40	Ду250	Ру40
55	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	124	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
56	ЗКЛ 200x40	Ду200	Ру40	125	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
57	ЗКЛ 200x25	Ду200	Ру25	126	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40
58	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	127	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
59	ЗКЛ 50x40	Ду50	Ру40	128	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
60	ЗКЛ 250x25	Ду250	Ру25	129	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40
61	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40	130	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40
62	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	131	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
63	ЗКЛ 100x40	Ду100	Ру40	132	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
64	ЗКЛ 80x16	Ду80	Ру16	133	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40
65	ЗКЛ 80x16	Ду80	Ру16	134	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40
66	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16	135	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40
67	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40	136	ЗКЛ 150x40	Ду150	Ру40
68	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16	137	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40
69	ЗКЛ 150x16	Ду150	Ру16	138	ЗКЛ 80x40	Ду80	Ру40

В - вантузная

Φ114x8-0,084-10

2-0943.2

Φ114x8-0,297-10

2-0943.3

168x10-2,702-04

2-0656

1,224-96

34,09.98r.

89x8-0,594-07

2-0790

Ине № 13-2624.12.94r

1,4-95

13-2626.

95r

114x9-1,9-97

5-0315

Ине № 13-2631.04.97r.

89x8-0,1-05

2-0690

114x8-3,702-08

2-0832

P-1309

O

73,6KCP-0,525-96

5-0272

73,6KCP-1,4-96

5-0273

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:

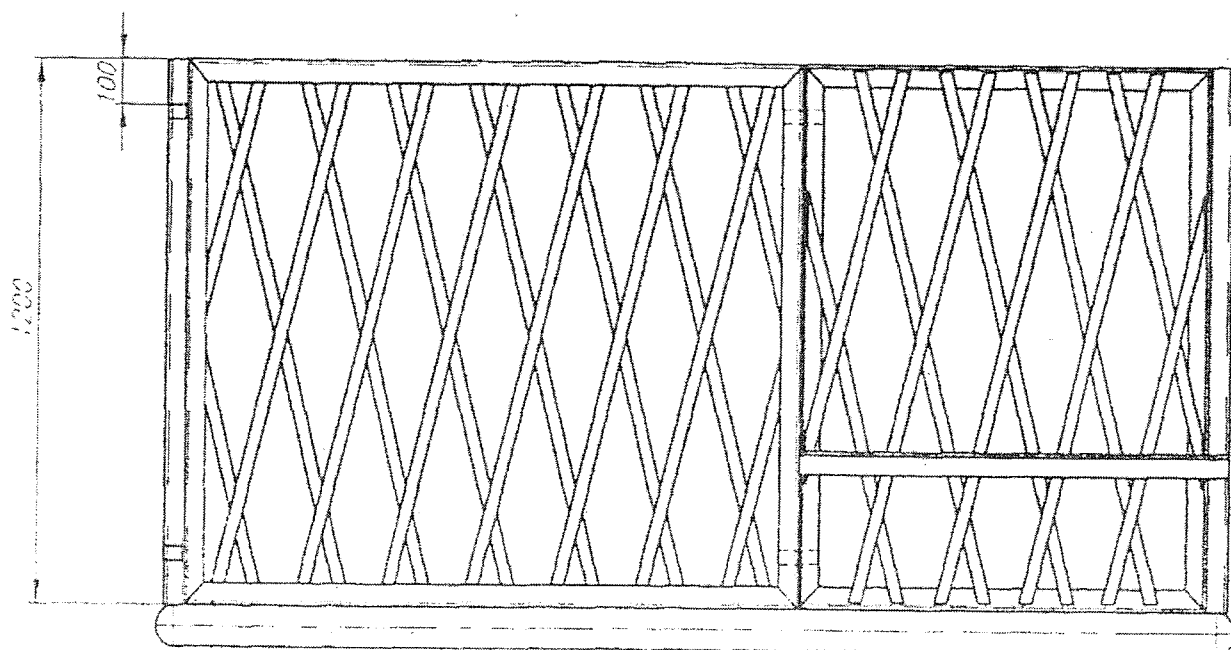
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

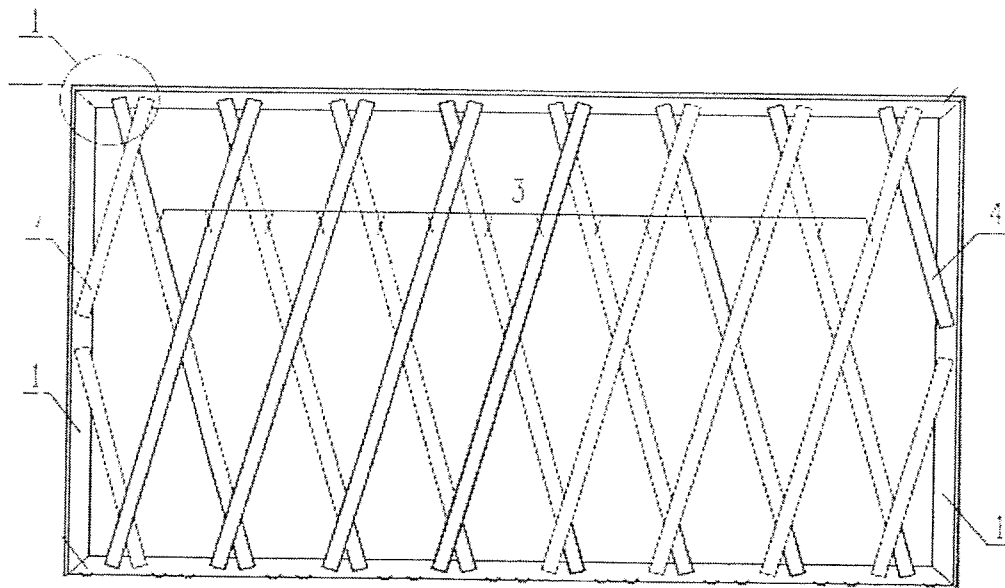
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

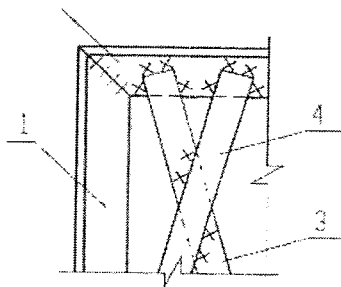
Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



1



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 450 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

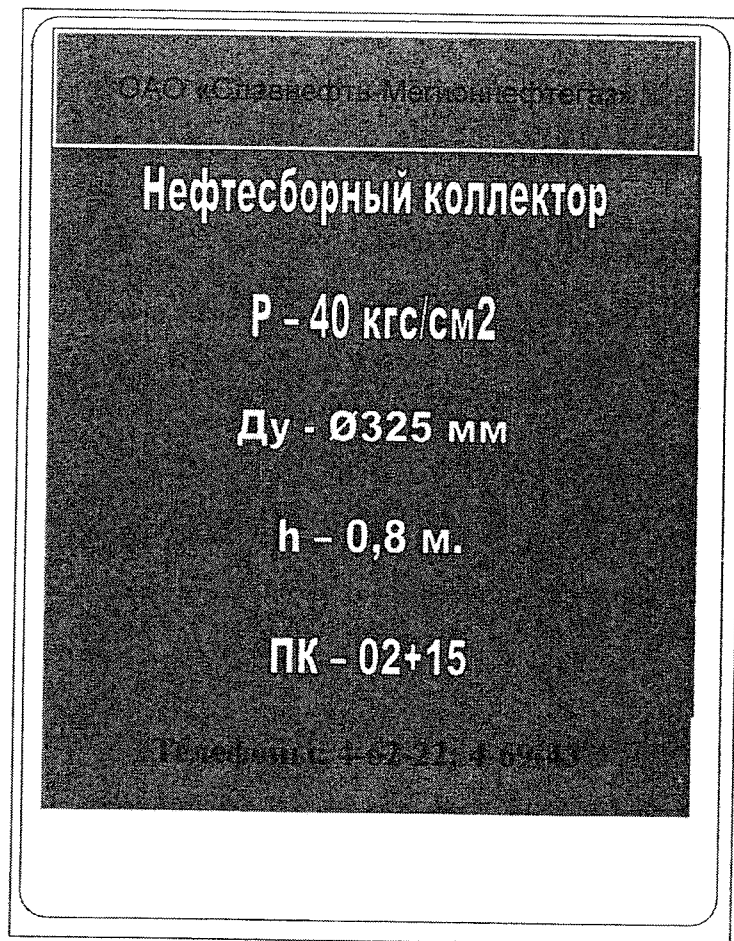
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтеборный коллектор – красный;

Водовод – синий



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Главного инженера
по производству ОАО СН-МНГ

М.И.Мигунов

« » 2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Ватинского месторождения нефти.

Нефтегазопровод т.вр. к.145- ДНС-3».

1. Месторождение, район строительства	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Реконструкция инв. № 1300000017690
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «т.вр.к.145-т.вр.к.133» Нефтегазопровод «т.вр.к.133-ДНС-3» Нефтегазопровод «т.вр.к.143,77 ЗКЛ №105-т.вр.к.145»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.145-т.вр.к.133» От т.вр.к.145 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2793/359$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.133-ДНС-3» От т.вр.к.133 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 5570/667$. Давление в точке подключения – $3,7 \text{ кгс/см}^2$ Диаметр в точке подключения – определить при подключении на новую (проектируемую) гребенку по проекту ш.270.13</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.143,77 ЗКЛ №105 - т.вр.к.145» От т.вр.к.143,77 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1402/235$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>–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-</p>

96. а также отводы, тройники из той же марки стали. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
 - Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом нефтегазопроводе;
 - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию трубопроводов на срок не менее 20 лет;
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов на новую (проектируемую) гребенку. Проект ш.270.13, так же предусмотреть подключение на существующую согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1 и приложение №1.1);
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
 - Максимальное допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кгс/см²;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Выполнить наземную прокладку на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной пилки 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 съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные 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 названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.
- Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства;
- При проектировании размещение коридоров коммуникаций

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

Начальник департамента трубопроводного
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Е.А.Войтович



Р.Б.Паливода

СОГЛАСОВАНО:

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

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Главный инженер управления
«Сервис-нефть» ОАО «СН-МНГ»



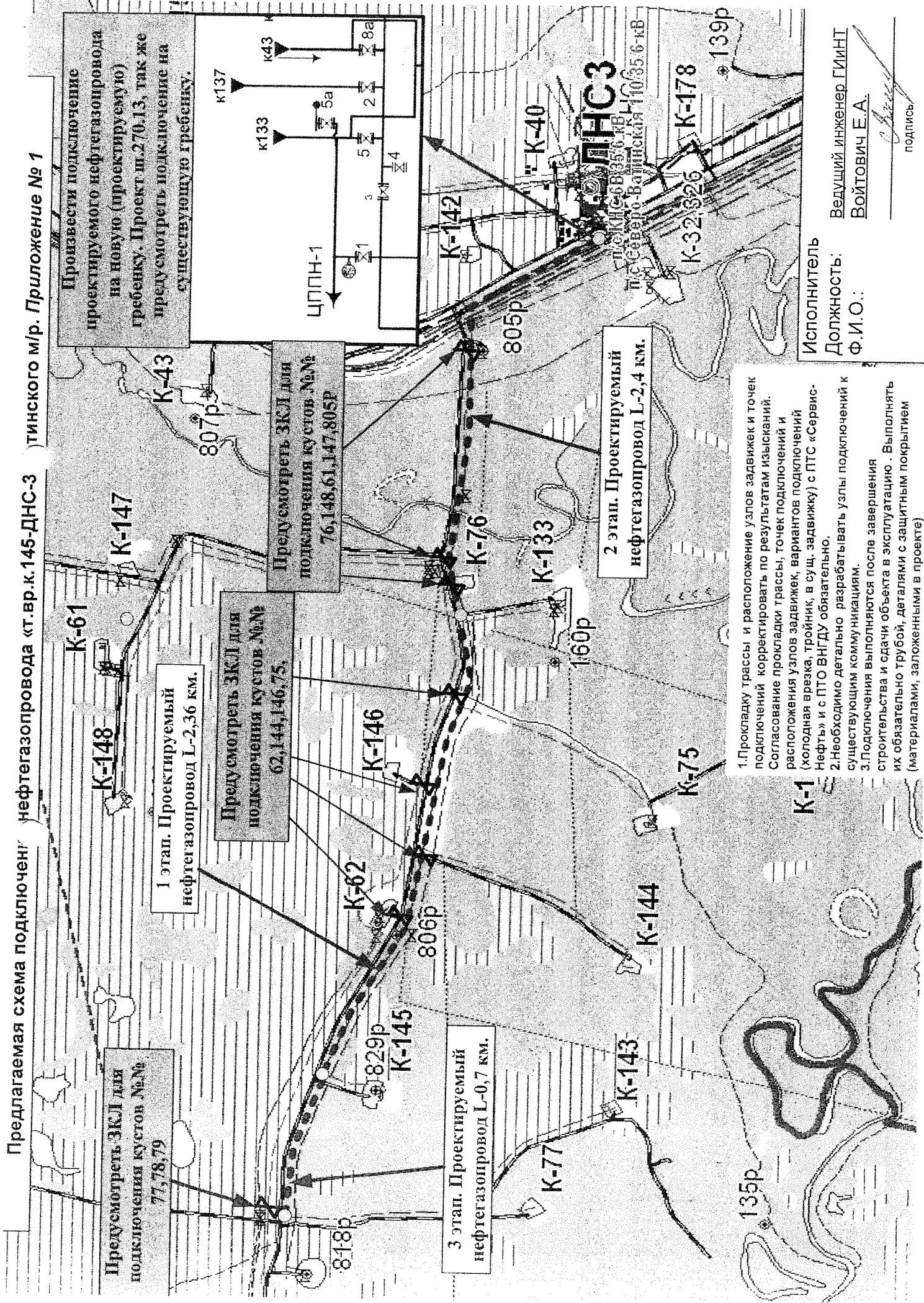
М.Н.Бессонов



Р.А.Мережкин



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:

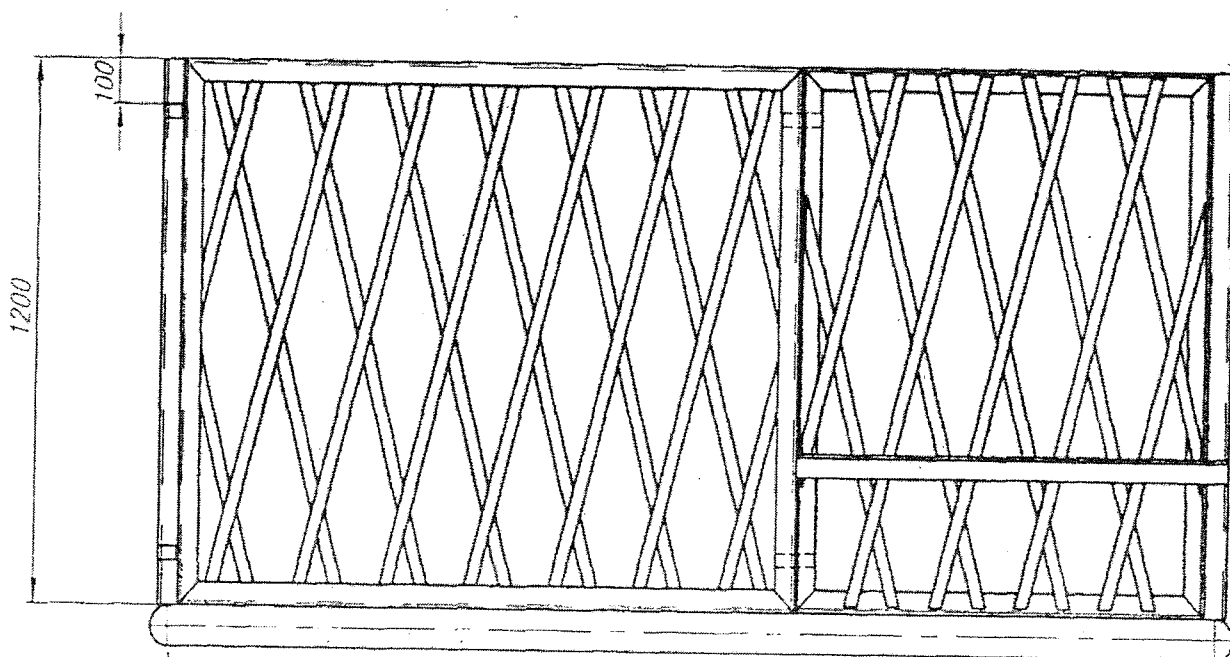
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

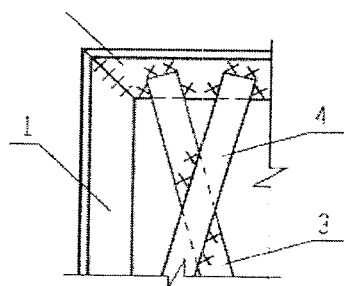
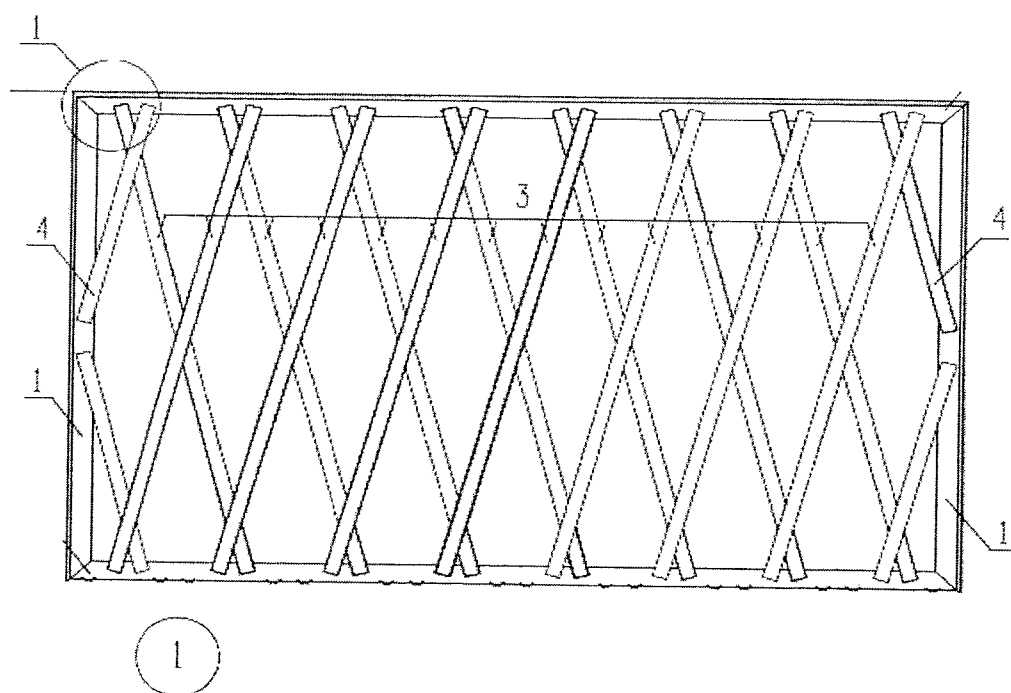
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8506-93 \text{ } l=1000}{\text{С235 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С235 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С235 ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

— ПК – пикетаж

Телефон:

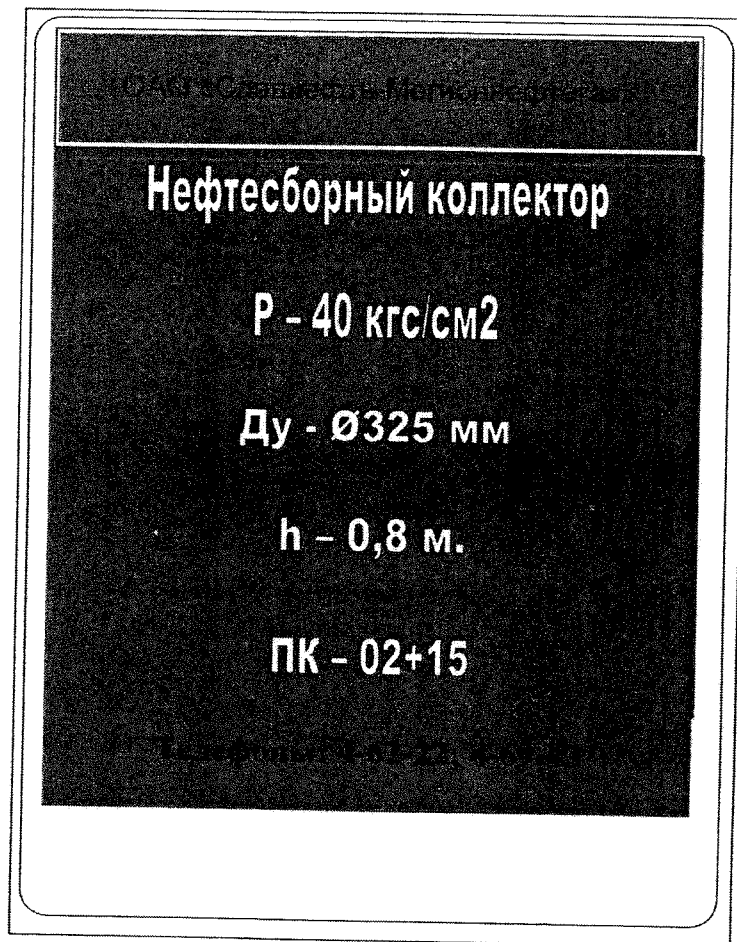
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Приложение №4

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер ОАО СН-МНГ

А.В.Огородов
« » 2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный
водовод «КНС-6-к.40»

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017730
3. Состав проектируемого объекта.	Высоконапорный водовод «КНС-6-к.40»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none">-Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;-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. В проекте указать, что марки сталей 13 ХФА, 20 (К-52) и ее разновидности, 09ГСФ (К-52) являются взаимозаменяемыми. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.-Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;-Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом высоконапорном водоводе;-Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию трубопроводов на срок не менее 20 лет;-Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение 1);-В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;-Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

—При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, ее пропускную способность;

—Максимально допустимое давление проектируемого высоконапорного водовода принять 200 кг/см²;

—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 узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2. Высоту ограждений принять 1,5 м;

—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 покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

—При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций шланго углублять трубопровод

	<p>без применения дополнительных трубных деталей;</p> <ul style="list-style-type: none"> – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Высоконапорный водовод «КНС-6-к.40» От КНС-6 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на к.40 в объеме $Q_{ж} - 2423 \text{ м}^3/\text{сут}$ Давление в точке подключения – 145 кг/см^2. Диаметр в точке подключения – $Dy150 \text{ мм}$.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы высоконапорного водовода. - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов
7. ОТ, ИБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.

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»



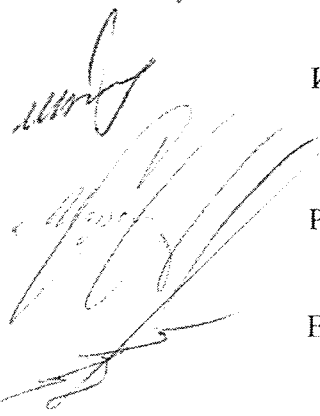
Р.Б.Паливода

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Главного инженера
по производству ОАО «СН-МНГ»

М.И.Мигунов

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



И.Г.Тухфатуллин

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В. Мухомов

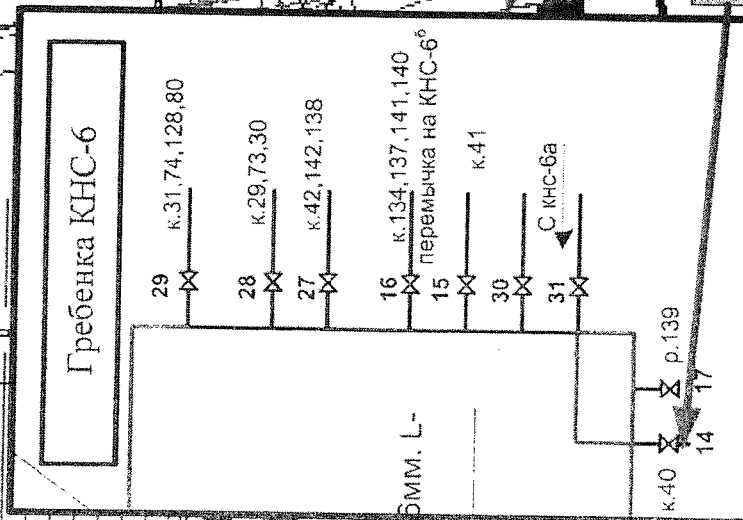
Р.А.Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Е.В.Тараненко

К-40

Проектируемый высоконапорный
водовод, L-1,001 км.



Предусмотреть подключение
проектируемого высоконапорного
водовода к существующей ЗКЛ №14

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

ВКНЗ

Исполнитель
Должность:
Ф.И.О.:

подпись

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:

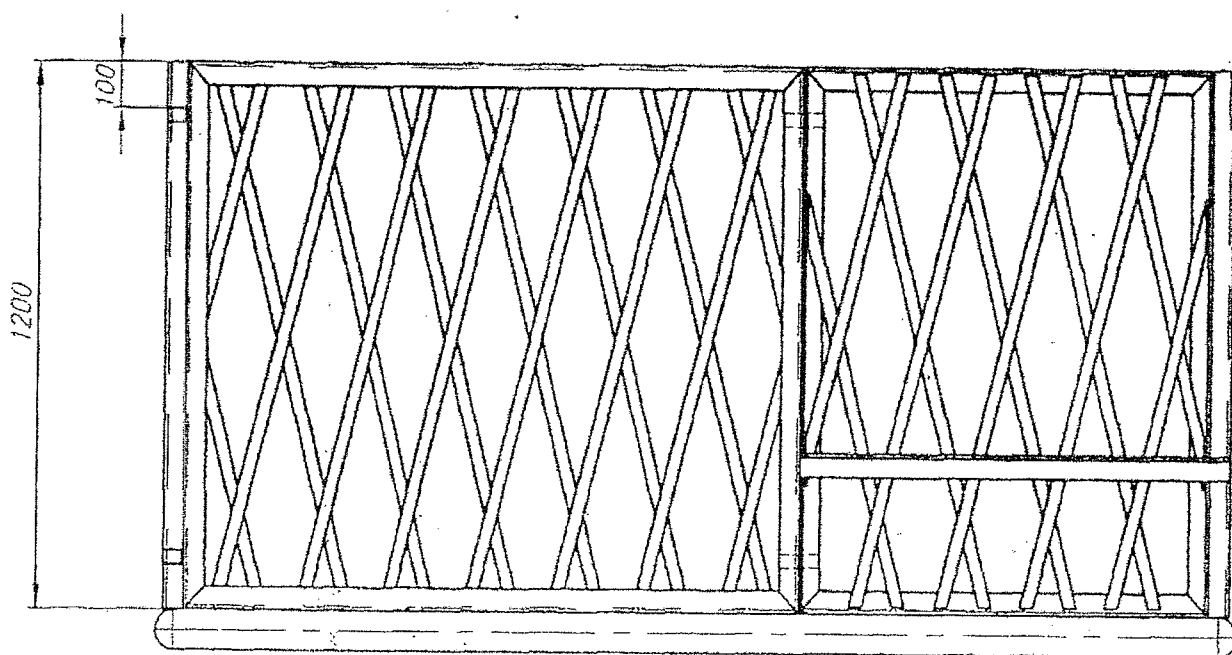
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

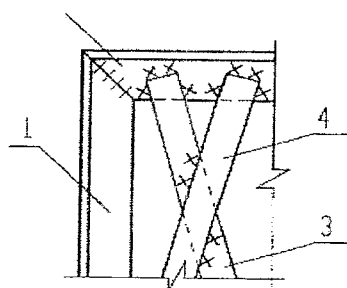
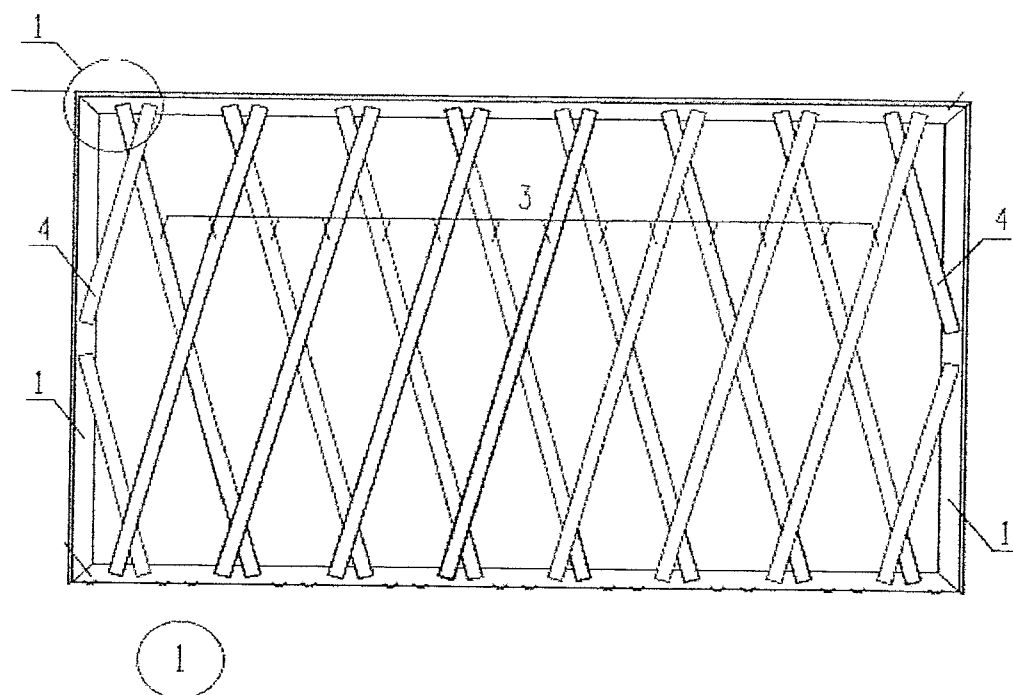
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Знаочение	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/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

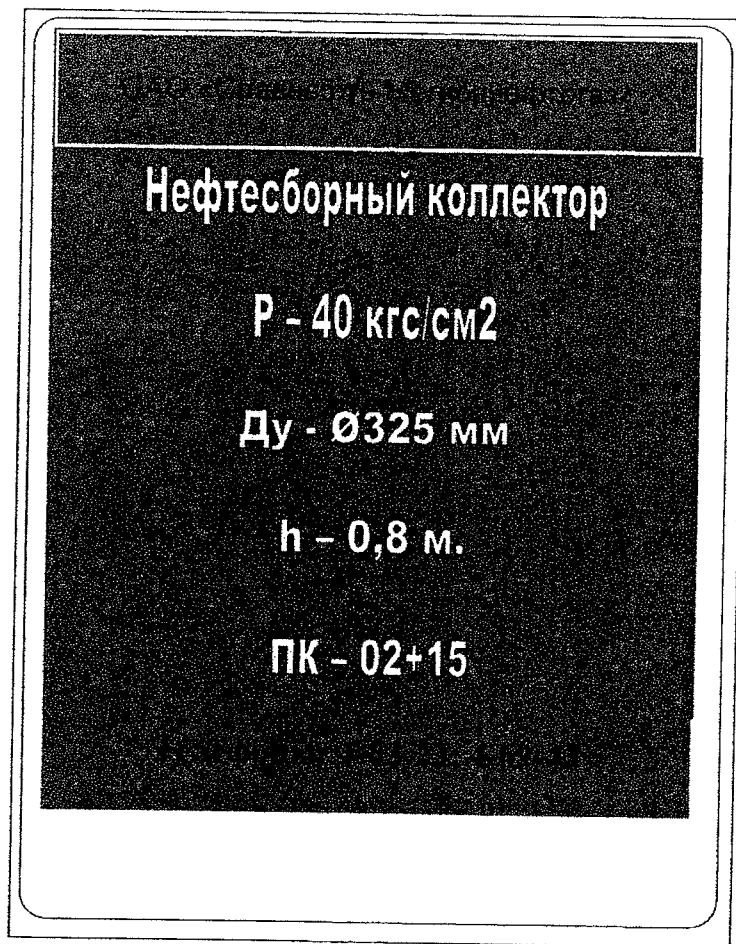
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Примечание N.1.5
УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер ОАО СН-МНГ

А.В.Огородов
« » 2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр.к.125 – 126, к.17»

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017452
3. Состав проектируемого объекта.	Высоконапорный водовод «т.вр.к.125–126, к.17»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none">–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;–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. В проекте указать, что марки сталей 13 ХФА, 20 (К-52) и ее разновидности, 09ГСФ (К-52) являются взаимозаменяемыми. Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.–Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;–Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. Также предусмотреть отсыпку подъездных путей к остальным узлам задвижек на проектируемом высоконапорном водоводе;–Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию трубопроводов на срок не менее 20 лет;–Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение 1);–В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;–Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, ее пропускную способность;
- Максимально допустимое давление проектируемого высоконапорного водовода принять 200 кгс/см²;
- 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 узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2. Высоту ограждений принять 1,5 м;
- 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 покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод

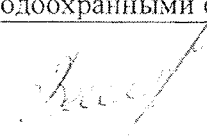
	<p>без применения дополнительных трубных деталей;</p> <ul style="list-style-type: none"> – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.125 –126, к.17» От КНС-5 подтоварная вода по системе высоконапорных водоводов поступает на к.126,125,127,14 в объеме Qж-1606 м³/сут Давление в точке подключения – 119 кг/см². Диаметр в точках подключения – Ду100 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы высоконапорного водовода. - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных

продуктов.


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:


Заместитель Главного инженера
по производству ОАО «СН-МНГ»


М.И.Мигунов

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



И.Г.Тухфатуллин

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

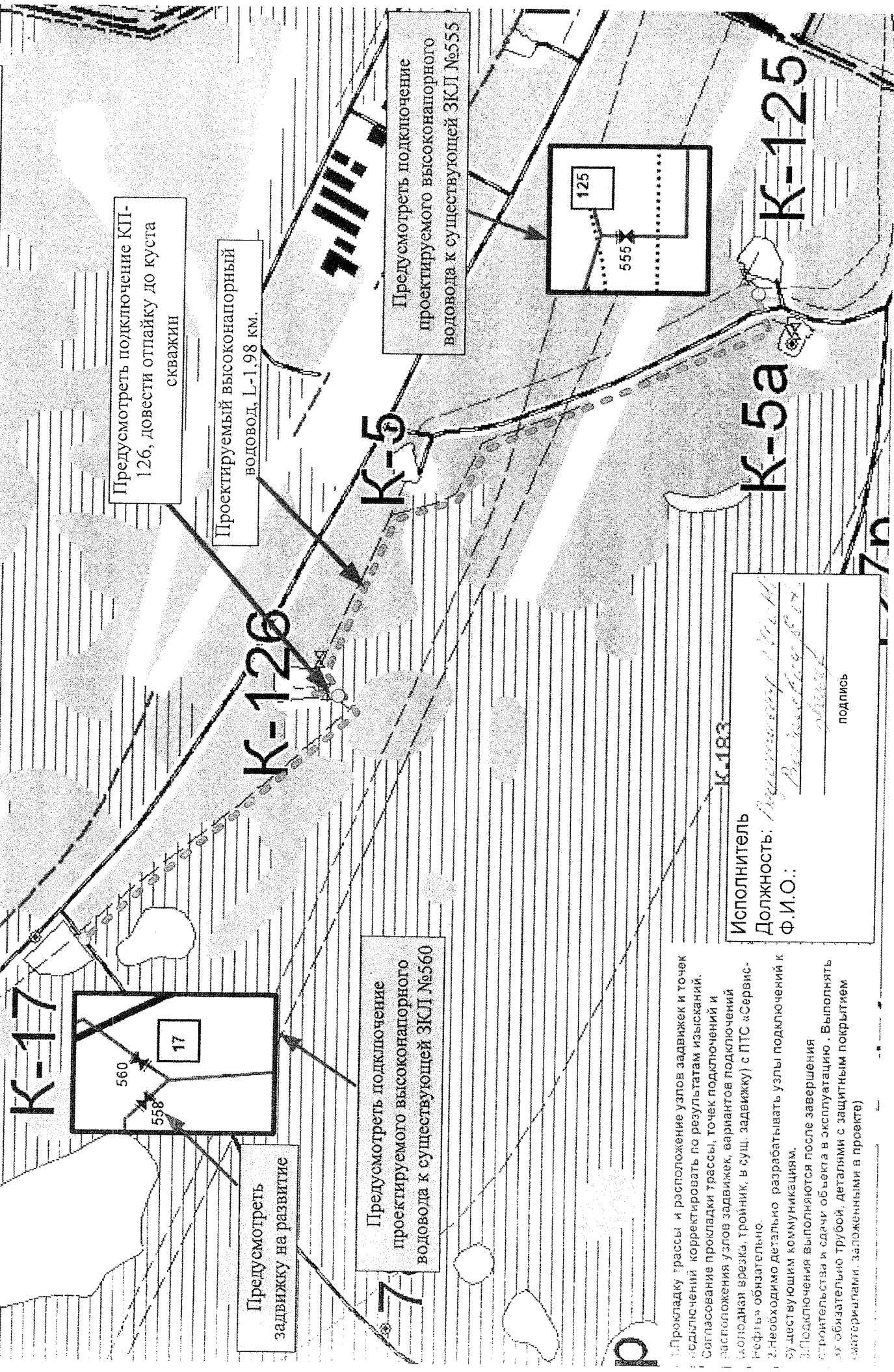

Р.А.Мережкин

Исполнительный директор (представитель) -

Главный инженер управления «Сервис-нефть»


Е.В.Тараненко

Предлагаемая схема подключения проектируемого высоконапорного водовода. «Т.вр. к.125 – к. 126, к.17» Ватинского м/р.
Приложение № 1



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

Исполнитель
Должность: Проектировщик
Ф.И.О.: Васильев
подпись