

УТВЕРЖДАЮ:

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



А.М. Пятаев

2015 год

**Задание на проектирование №76-15**  
**по объекту «Реконструкция нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов**  
**Ватинского месторождения нефти (IV очередь)»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	«Реконструкция нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов Ватинского месторождения нефти (IV очередь)»
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, лицензионный участок Ватинского месторождения нефти.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Вид строительства</b>
	Реконструкция
6.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
7.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
8.	<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 ISO 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
9.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016 г.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>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.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникаций (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ЦПОЭТ Управления «Сервис-нефть» и ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопровода.</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>- Разработать и согласовать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».</li></ul>

12.	<b>Требования к выделению этапов строительства</b>		
	Этапы строительства согласовать с заказчиком.		
13.	<b>Основные технико-экономические показатели</b>		
<b>1-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «т.вр.к.42-ДНС-3»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровода «т.вр.к.42-ДНС-3» (Приложение № 1)		3,0	Возможна корректировка.
<b>2-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «т.вр.к.57-т.вр.к.42»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «т.вр.к.57-т.вр.к.42» (Приложение № 2)		1,3	Возможна корректировка.
<b>3-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.135-т.вр.»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.135-т.вр.» (Приложение № 3)		0,7	Возможна корректировка.
<b>4-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.153-т.вр.к.55»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.153-т.вр.к.55» (Приложение № 4)		1,45	Возможна корректировка.
<b>5-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.56-т.вр.к.153»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.56-т.вр.к.153» (Приложение № 5)		0,525	Возможна корректировка.
<b>6-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.41-т.вр.»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.41-т.вр.» (Приложение № 6)		0,45	Возможна корректировка.
<b>7-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.60-т.вр.к.41.»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.60-т.вр.к.41.» (Приложение № 7)		0,25	Возможна корректировка.
<b>8-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.138-т.вр.»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.138-т.вр.» (Приложение № 8)		0,26	Возможна корректировка.
<b>9-й этап «Реконструкция нефтегазопровода «к.145-т.вр.»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.145-т.вр.» (Приложение № 9)		0,4	Возможна корректировка.
<b>10-й этап «Реконструкция высоконапорного водовода «т.вр.-к.120.»</b>			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр.-к.120.» (Приложение № 10)		0,5	Возможна корректировка.

**11-й этап «Реконструкция высоконапорного водовода «к.71-к.108»**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «к.71-к.108» (Приложение № 11)	0,5	Возможна корректировка.

**12-й этап «Реконструкция высоконапорного водовода «т.вр. – к.145»**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. – к.145» (Приложение № 12)	0,5	Возможна корректировка.

**13-й этап «Реконструкция высоконапорного водовода «т.вр.к.123-к.162»**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр.к.123-к.162» (Приложение № 13)	1,5	Возможна корректировка.

**14. Требования к техническим решениям**

- Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;
- При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.
- Для строительства нефтегазопроводов предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.
- Для строительства высоконапорных водоводов предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.
- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемым схемам;
- На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 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 подземную, 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:
- при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия - от бровки земляного полотна на 2м;
- 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 I
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
  - а) «холодная» врезка.
  - б) врезка тройником,
  - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также

	<p>дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
15.	<p><b>Особые условия строительства</b></p> <p>Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</p> <p>- Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4м (ППБ в лесах, п.19);</p>
16.	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <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> <p>- На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</p> <p>- Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</p> <p>- Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</p>
17.	<p><b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b></p> <p>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>
18.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></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
<b>19.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	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».
<b>20.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<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 21.1101-2013.</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>
<b>21.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение №1 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровода «т.вр.к.42-ДНС-3»;</p> <p>Приложение №2 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровода «т.вр.к.57-т.вр.к.42»;</p> <p>Приложение №3 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровода «к.135-т.вр.»;</p> <p>Приложение №4 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровода «к.153-т.вр.к.55», «к.56-т.вр.к.153»;</p> <p>Приложение №5 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровод «к.41 –т.вр.»;</p> <p>Приложение №6 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровод «к.60-т.вр.к.41.»;</p> <p>Приложение №7 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровод «к.138-т.вр.»;</p> <p>Приложение №8 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Нефтегазопровод «к.145-т.вр.»;</p> <p>Приложение №9 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Высоконапорный водовод «т.вр.-к.120.»;</p> <p>Приложение №10 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Высоконапорный водовод «к.71-к.108»;</p> <p>Приложение №11 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Высоконапорный водовод «т.вр. – к.145»;</p> <p>Приложение №12 «Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Высоконапорный водовод «т.вр.к.123-к.162»;</p> <p>Приложение №13 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №14 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №15 «Расчет стоимости работ строительства объекта».</p>
<b>22.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
<b>23.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>

	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>24.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.
<b>25.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<p>Предоставить 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> <p>Заказные спецификации на оборудование и материалы выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.</p> <p>Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно приложению №3.</p>
<b>26.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<p>Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №7):</p> <p>Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arg, *.xml, *.xls;</p> <p>Расчет стоимости работ согласно Приложению №4 включить в состав пояснительной записки;</p> <p>Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</p>
<b>27.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<p>Согласовать проектные решения с заказчиком.</p> <p>Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.</p> <p>После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ».</p>
<b>28.</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>- Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв.</li> </ul>



	<p>Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li> <li>- Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки;</li> <li>- Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит Подрядчик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</li> </ul>
<b>29.</b>	<p><b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b></p> <p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
<b>30.</b>	<p><b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b></p> <p>Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации.</p> <p>Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</p> <p>Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p>

Исполнитель:  
Инженер I кат. ООПИР ДКСиРО

А. А. Сергеев



**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**К заданию на проектирование №**  
**«Реконструкция нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов Ватинского**  
**месторождения нефти (IV очередь)»**

<p>Заместитель генерального директора – Директор по капитальному строительству</p> <p> Д. А. Николаев</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>	<p>Начальник ДТТ</p> <p> М. Г. Разин</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> Е. В. Лещенко</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p> Р. А. Мережкин</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>
<p>Начальник ООПИР</p> <p> С. Н. Бабкин</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>	<p>Начальник управления «Сервис-Нефть»</p> <p> Р. Б. Паливода</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>
<p>Начальник НГП-1 ВНГДУ</p> <p> А. Н. Адигёзалов</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>	<p>Начальник НГП-2 ВНГДУ</p> <p> И. В. Писоцкий</p> <p>«___» _____ 2015 г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
«СН-МНГ»

М.Г. Разин

2015 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

на разработку проектно-сметной документации по объекту

**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр.к.42-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.42-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>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</p> <p>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</p> <p>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</p> <p>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</p> <p>– Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ;</p> <p>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми защитными муфтами;</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</p> <p>– На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;</p> <p>– Предусмотреть проектным решением отсылку территории и</p>

- подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;
  - Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
  - На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
  - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
  - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
  - Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
  - При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ( $\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $\text{т}/\text{сут.}$ ), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
  - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять  $40 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;
  - При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг}/\text{см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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  $1,5\text{м}$ );
  - При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3D$  для прохождения диагностических снарядов;
  - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб  $6/\text{у}$ . 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;
  - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
  - При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
  - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
  - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
  - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
  - На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах

	<p>пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Нефтегазопровод «т.вр.к.42-ДНС-3»</b></p> <p>От группы КП №41,42,426,55,556,57,56,60,135,138,153,172,182,187 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме <math>Q_{ж}=2500 \text{ м}^3/\text{сут.}</math> поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.</p> <p>Давление в точке подключения – <math>8 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p>
6. Особые условия.	<p>–Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</p> <p>–Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода;</p> <p>–Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>–Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</p> <p>–Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</p> <p>–Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
7. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <p>–Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>–Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <p>–Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>–Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

**СОГЛАСОВАНО:**

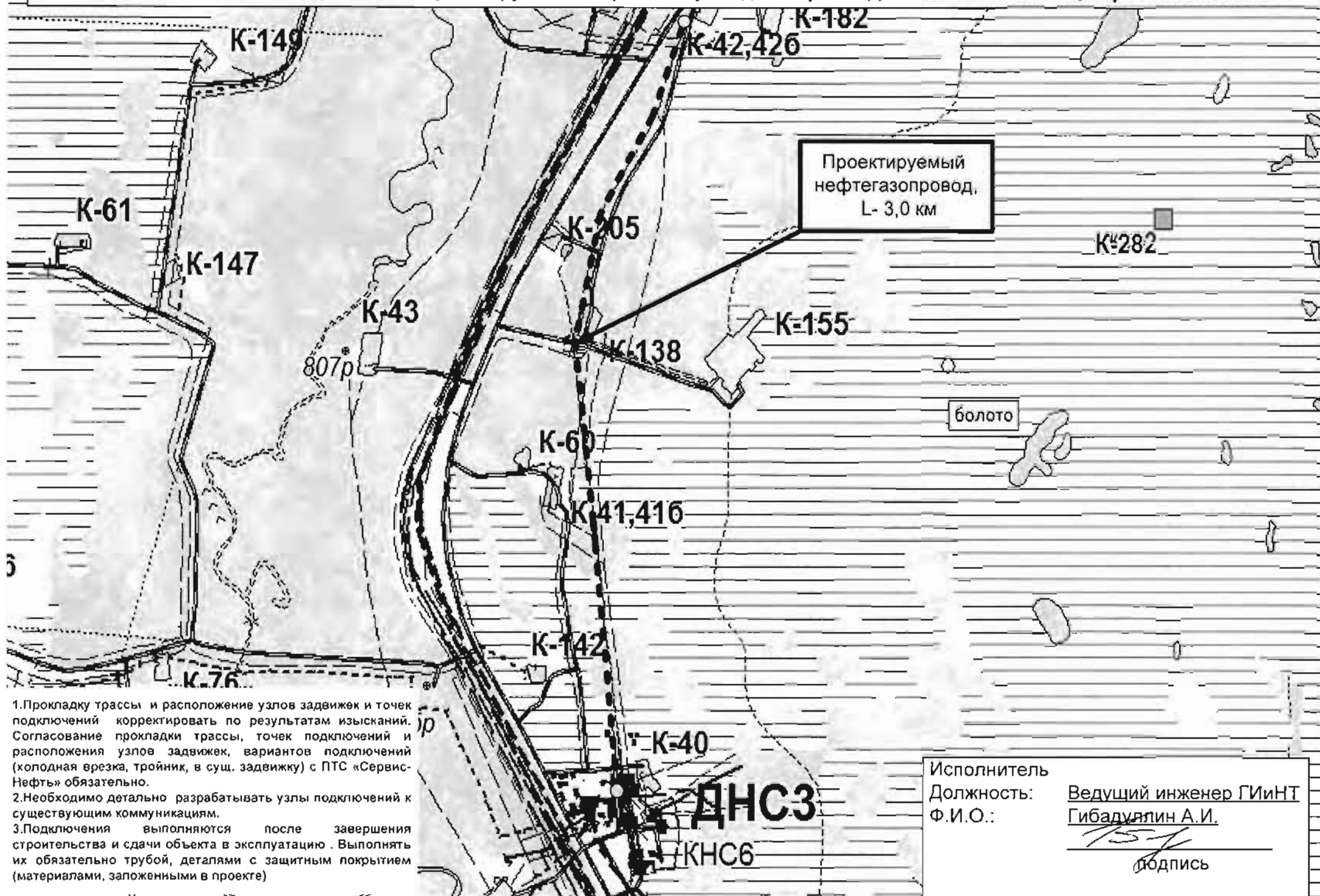
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барщевский



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

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИНТ

Гибатуллин А.И.

подпись



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

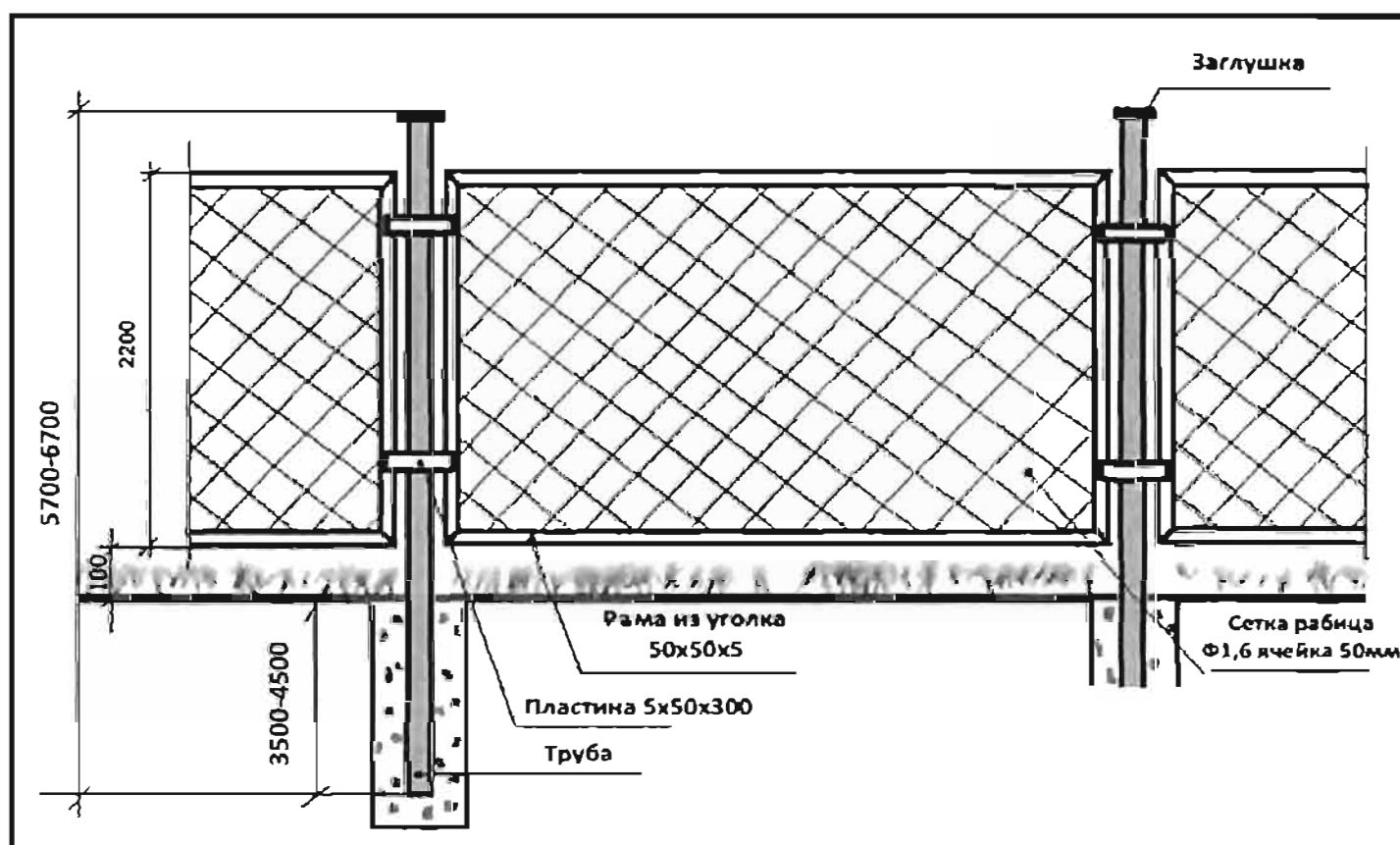
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



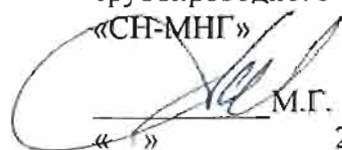
### Таблица результатов расчета

[illegible]

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта

«СН-МНГ»

  
 М.Г. Разин  
 «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.
**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

на разработку проектно-сметной документации по объекту

**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод «т.вр.к.57-т.вр.к.42»**

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 130000017673
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «т.вр.к.57-т.вр.к.42»
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>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</p> <p>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</p> <p>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</p> <p>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</p> <p>– Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ;</p> <p>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми защитными муфтами;</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</p> <p>– На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;</p> <p>– Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и</p>

- подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ( $\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $\text{т}/\text{сут.}$ ), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять  $40 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг}/\text{см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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  $1,5\text{м}$ );
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3D$  для прохождения диагностических снарядов;
- 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;
  - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
  - При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
  - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
  - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
  - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
  - На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах

	<p>пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны;</p> <p>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Нефтегазопровод «т.вр.к.57-т.вр.к.42»</b></p> <p>От группы КП №55,556,57,56,135,153,172,187 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме <math>Q_{ж-962} \text{ м}^3/\text{сут.}</math>, <math>Q_{н-50} \text{ т/сут.}</math> поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.</p> <p>Давление в точке подключения – <math>10 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p>
6. Особые условия.	<p>-Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</p> <p>-Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода;</p> <p>-Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>-Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</p> <p>-Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</p> <p>-Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
7. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <p>-Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>-Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <p>-Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>-Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

**СОГЛАСОВАНО:**

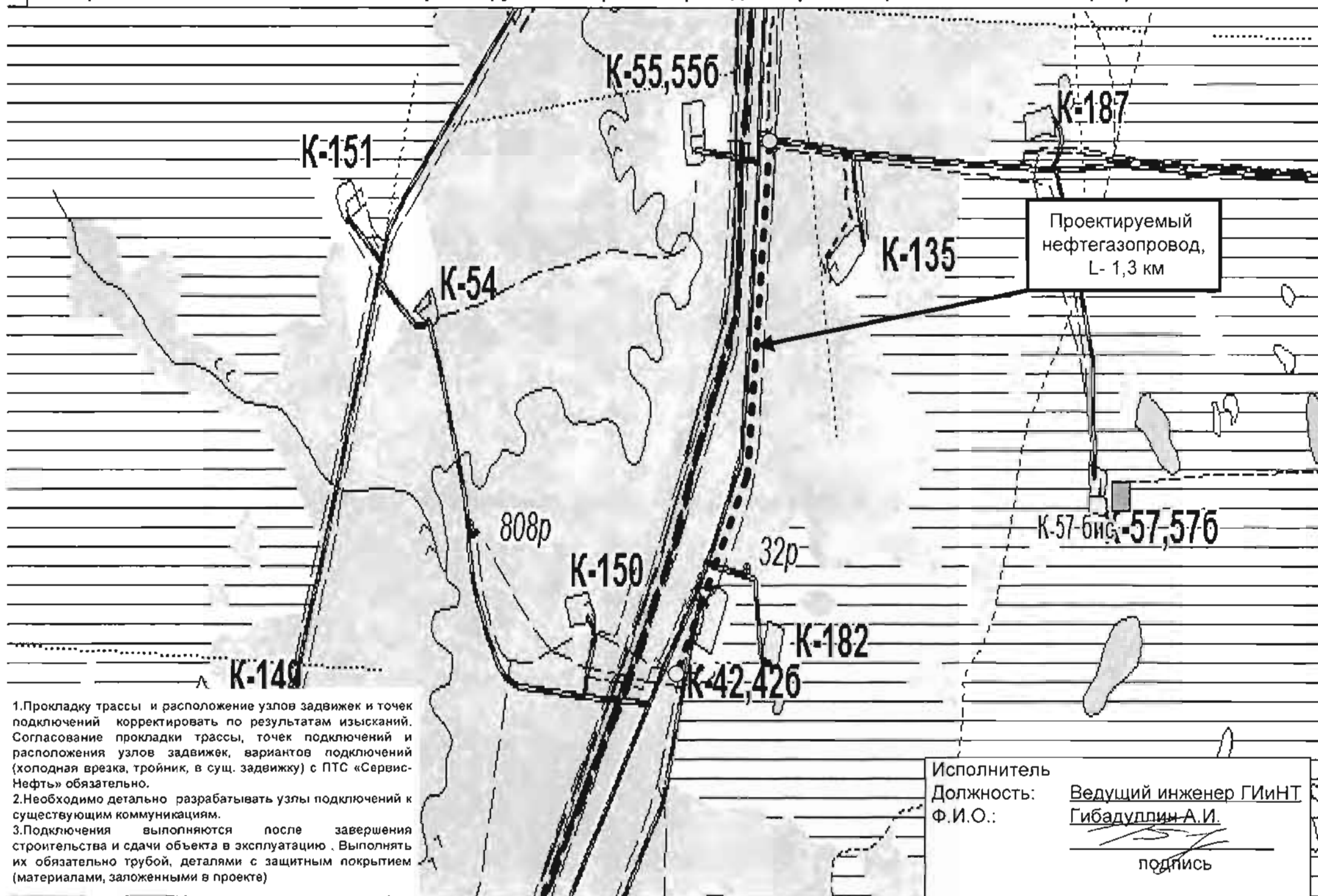
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барщевский



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

Исполнитель  
Должность:  
Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИнт  
Гибадуллин А.И.

подпись



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность произведения монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

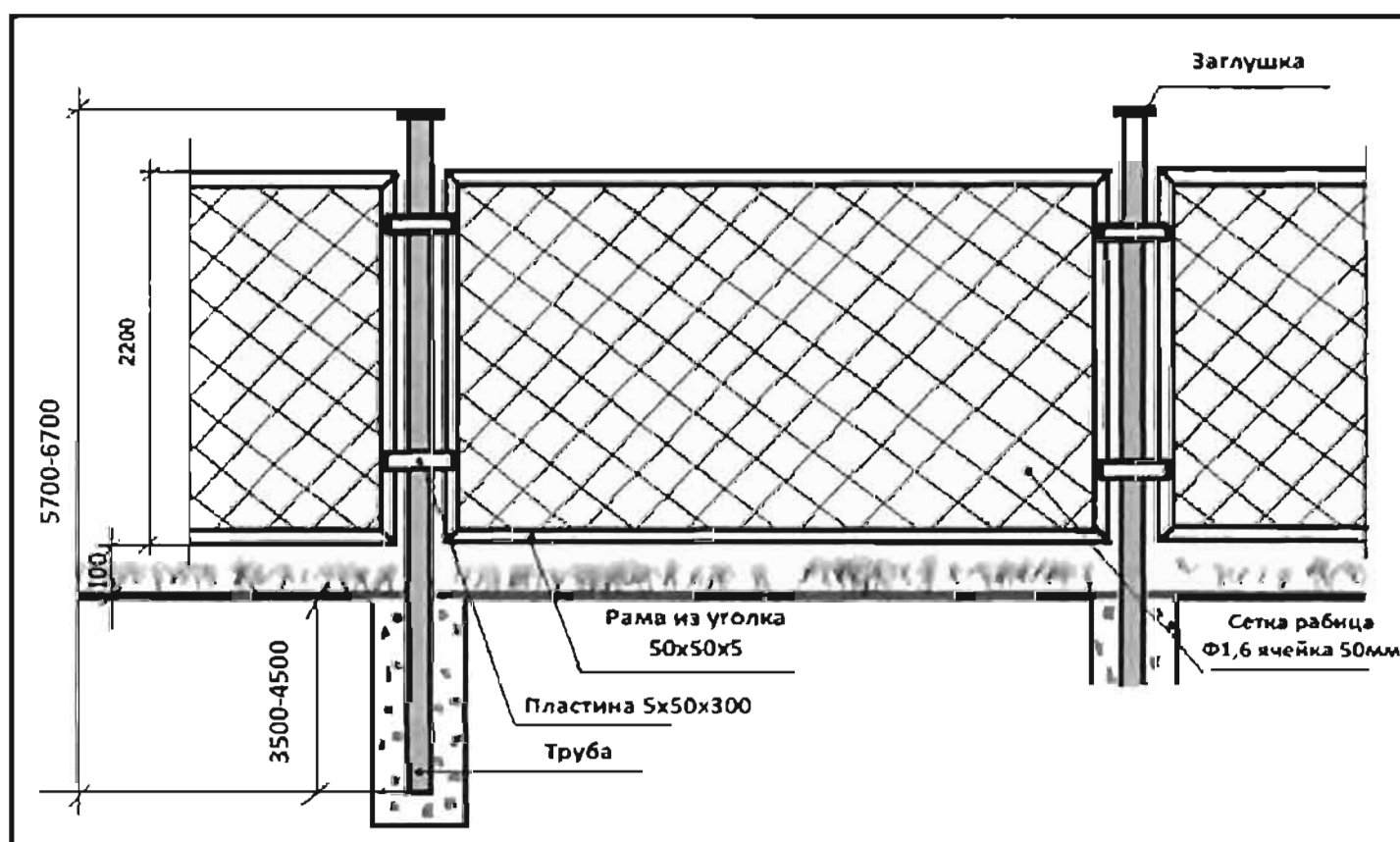
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

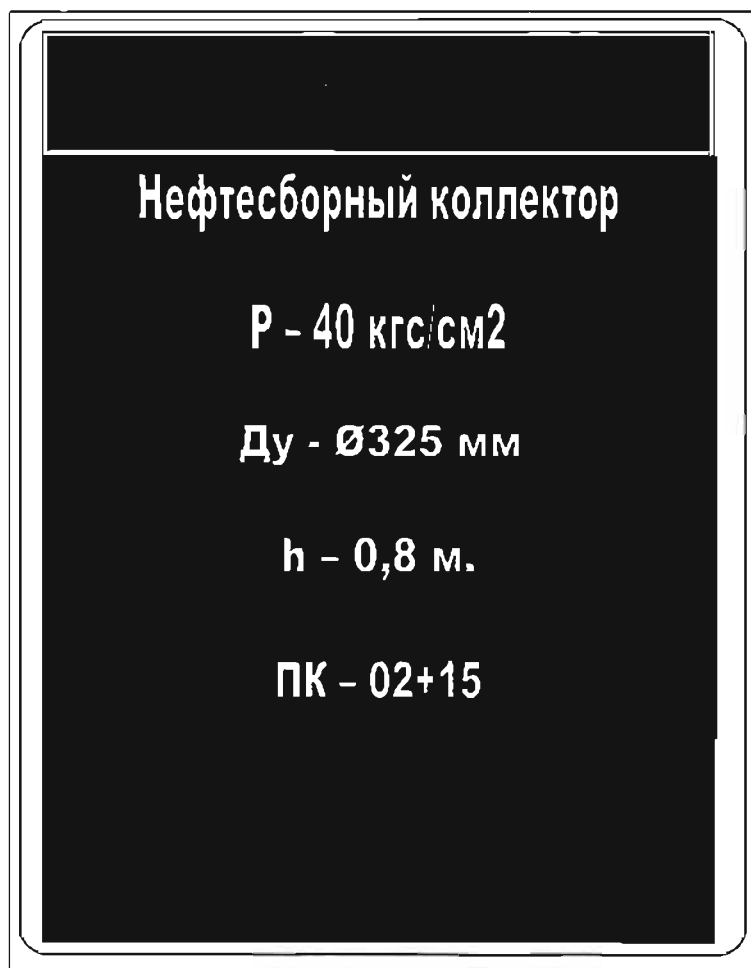
ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



**Таблица результатов расчета**

[illegible]

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
«СН-МНГ»

М.Г. Разин

2015 г.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод к.135-т.вр»

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 «к.135-т.вр.»
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>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li> <li>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li> <li>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li> <li>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</li> <li>– Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.</li> <li>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми 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;</li> <li>– Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;</li> </ul>

- Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ( $\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $\text{т}/\text{сут.}$ ), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять  $40 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг}/\text{см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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  $1,5^\circ$ - $15^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $90^\circ$ . (расстояние между отводами не менее  $1,5 \text{ м}$ );
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3\text{D}$  для прохождения диагностических снарядов;
- 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 полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными

	<p>препятствиями по обе стороны;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Нефтегазопровод «к.135-т.вр.»</b></p> <p>От к.135 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.</p> <p>Давление в точке подключения – 15 кгс/см<sup>2</sup>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – Ду168мм.</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» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода;</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному 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> <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 группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

## СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

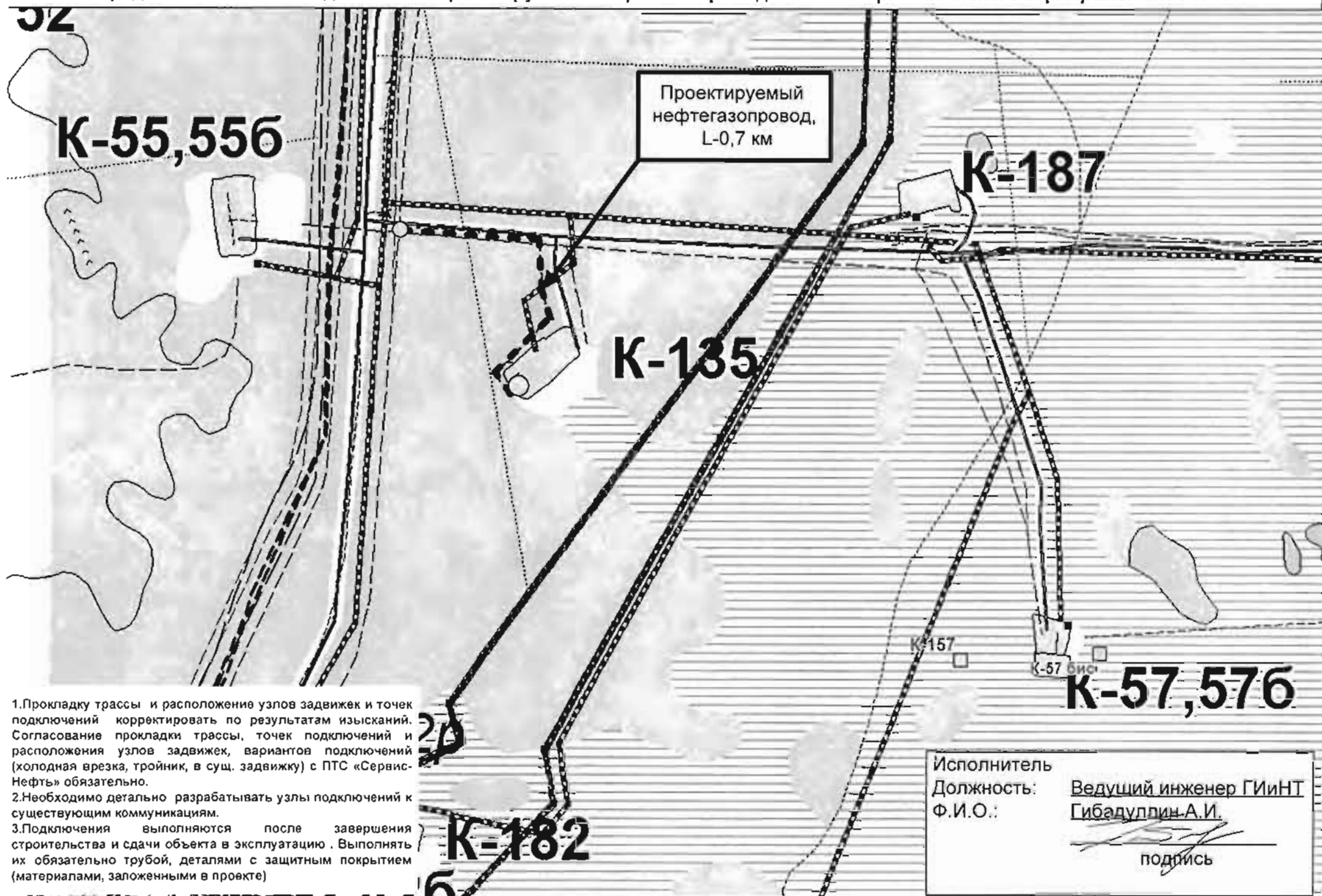


Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барщевский





1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» обязательно.

2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.

3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИиНТ

Гибадуллин А.И.

подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

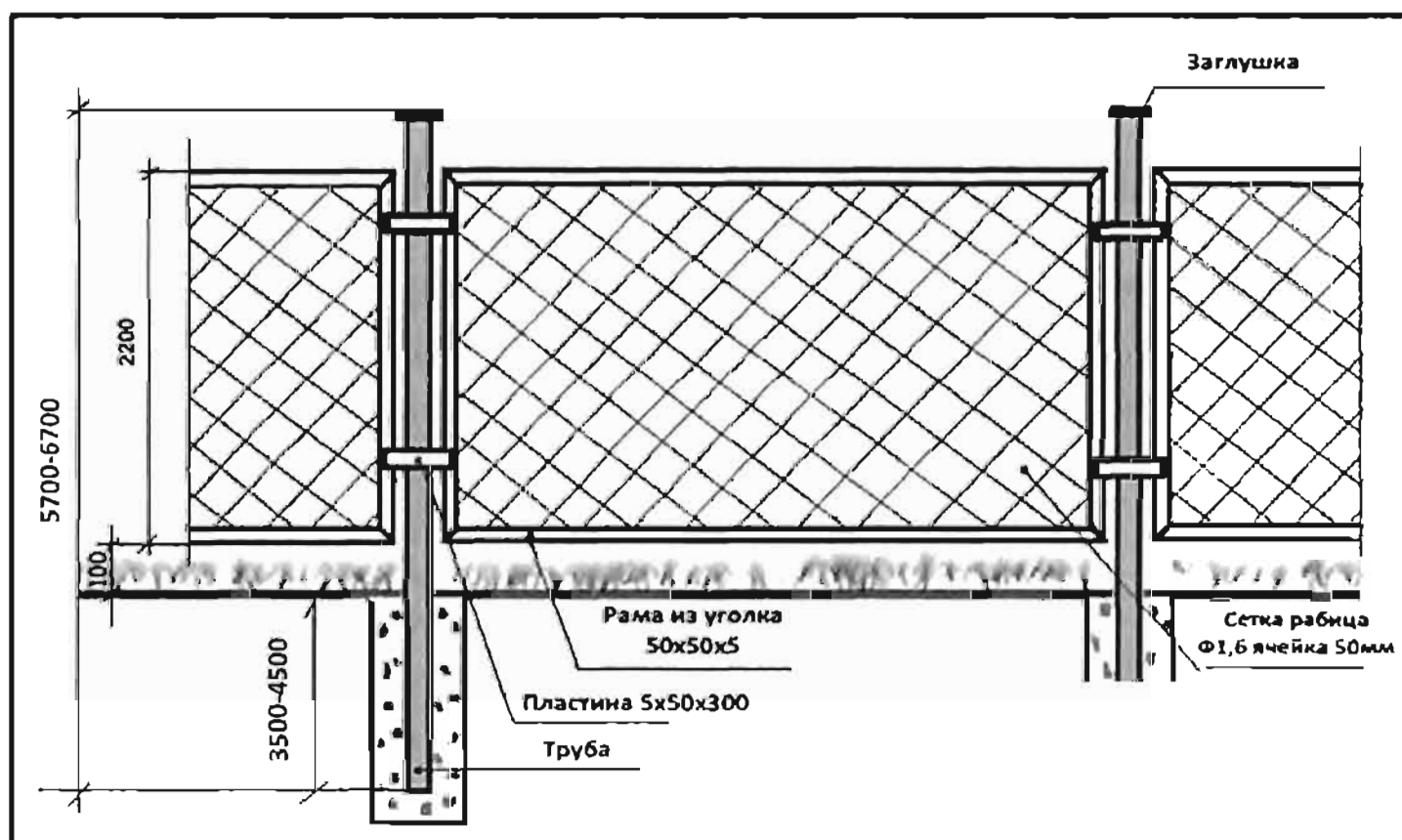
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## 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 ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



[illegible]

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
«СН-МНГ»

М.Г. Разин

2015 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

**на разработку проектно-сметной документации по объекту**  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод к.153-т.вр.к.55.**  
**Нефтегазопровод к.56-т.вр.к.153»**

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 «к.153-т.вр.к.55» Нефтегазопровод «к.56-т.вр.к.153»
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>-В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li> <li>-В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li> <li>-В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li> <li>-При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</li> <li>-Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ;</li> <li>-Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми 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;</li> <li>-Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;</li> <li>-Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);</li> </ul>

- На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ( $\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $\text{т}/\text{сут.}$ ), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять  $40 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг}/\text{см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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  $1,5\text{м}$ );
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3D$  для прохождения диагностических снарядов;
- 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  $2\text{м}$ ;
  2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на  $5\text{м}$ , но не менее  $2\text{м}$  от подошвы насыпи;
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под

	<p>автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнять в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям, изложенным в Приложении 2;</li> <li>-Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) «холодная» врезка,</li> <li>б) врезка тройником,</li> <li>в) подключение в существующую задвижку;</li> </ul> </li> <li>-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);</li> <li>-Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот I÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается;</li> <li>-Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</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>-При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>1 Этап. Нефтегазопровод «к.153-т.вр.к.55»</b></p> <p>От к.153 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступит по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.</p>



	<p>Давление в точке подключения – 15 кгс/см<sup>2</sup>.  Диаметр в точке подключения – Ду168 мм.  <b>2 Этап. Нефтегазопровод «к.56-т.вр.к.153»</b>  От к.56 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.  Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.  Давление в точке подключения – 16 кгс/см<sup>2</sup>.  Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</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» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода;</li> <li>–Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>–Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному 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> <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 группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

## СОГЛАСОВАНО:

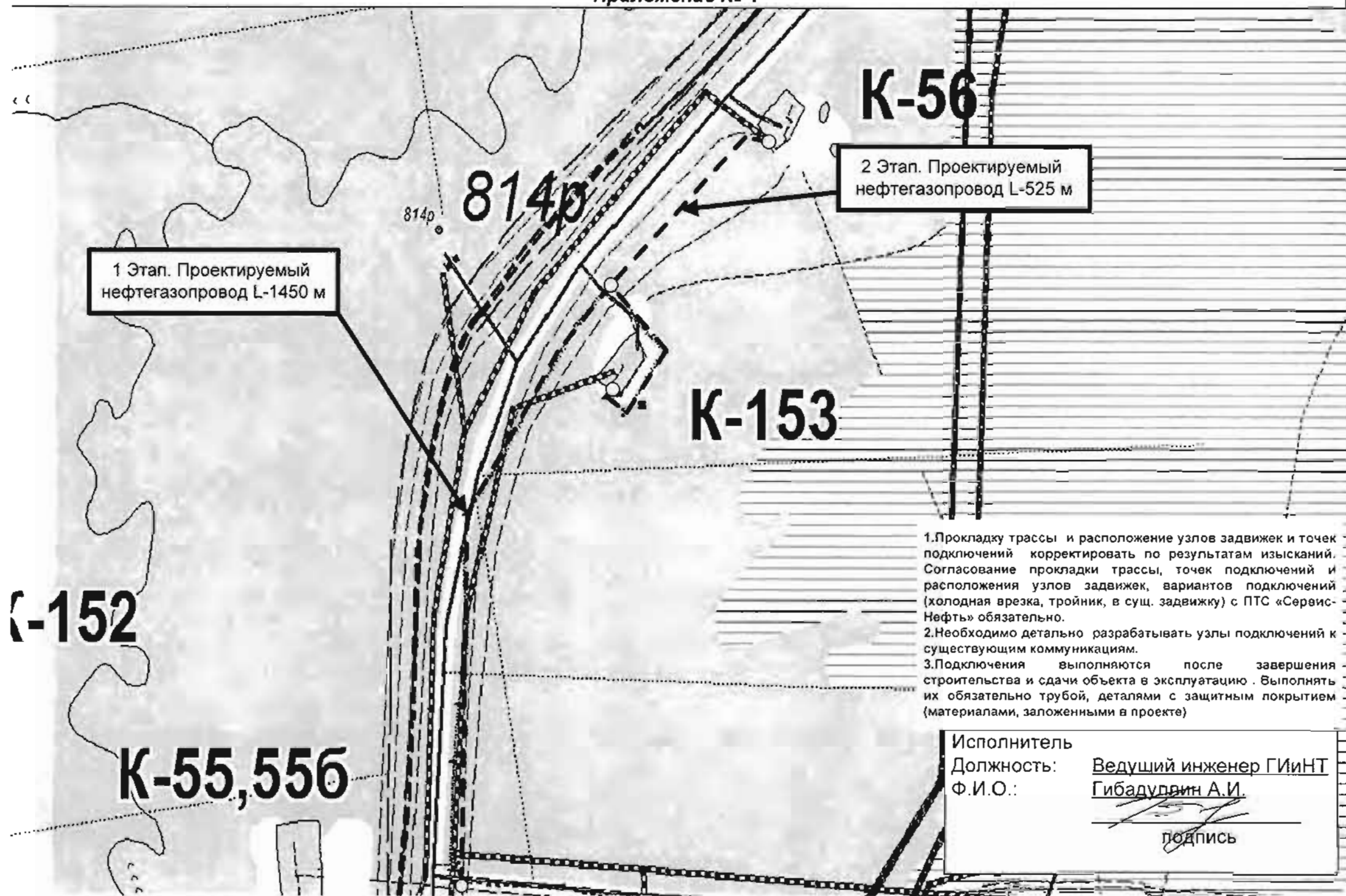
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Баршевский



- 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:

Ведущий инженер ГИИНТ

Ф.И.О.:

Гибадуллин А.И.

подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

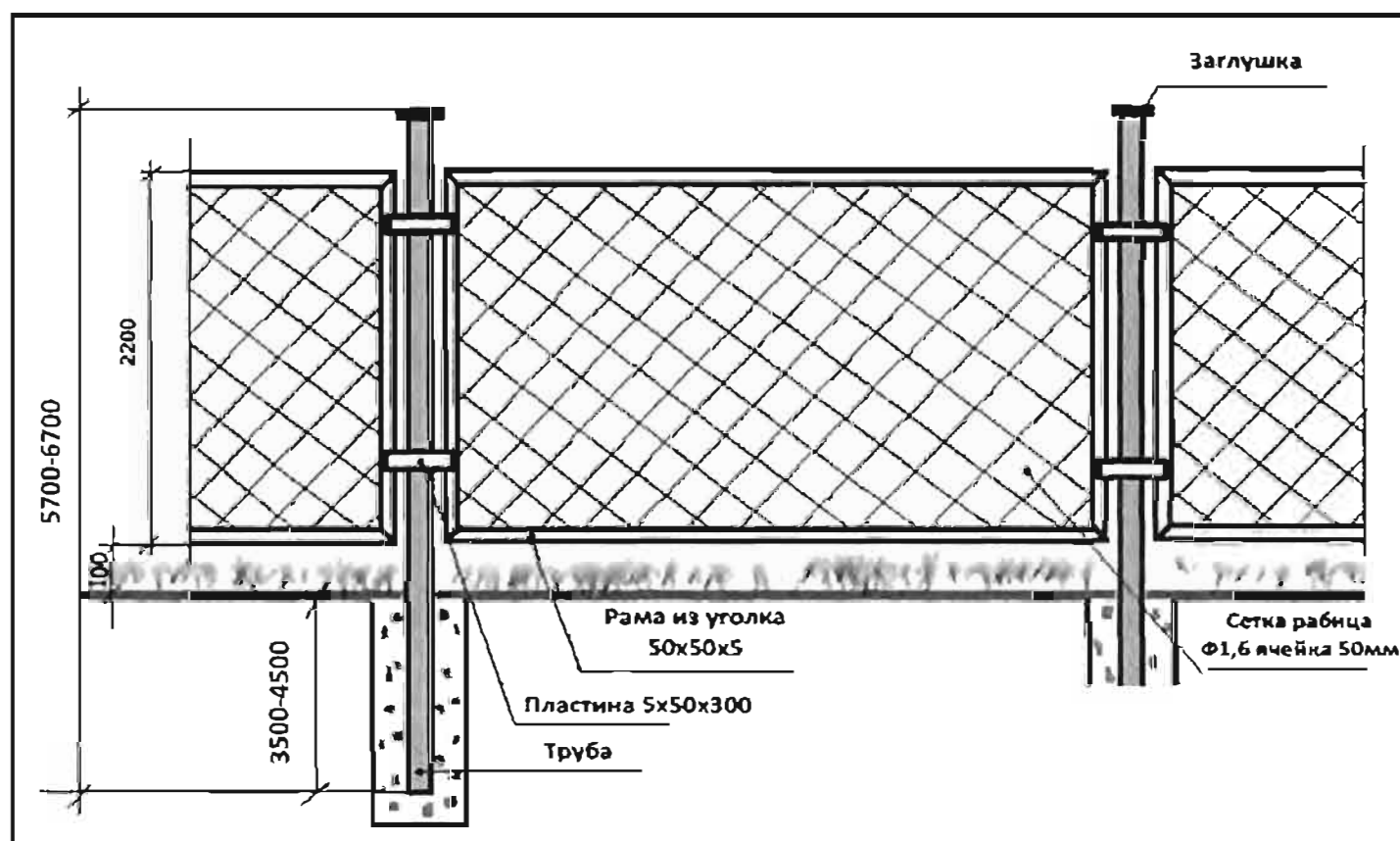
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## 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 ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ» 4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;


Водовод – синий



**Таблица результатов расчета**

[illegible]

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
«СН-МНГ»  
М.Г. Разин  
2015 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**на разработку проектно-сметной документации по объекту**  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод к.41-т.вр.**  
**Нефтегазопровод ГЗУ к.60 – т.вр.к.41»**

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.	1 Этап. Нефтегазопровод «к.41-т.вр.» 2 Этап. Нефтегазопровод «ГЗУ к.60-т.вр.к.41»
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>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li> <li>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li> <li>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li> <li>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</li> <li>– Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДГТ;</li> <li>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми 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</li> </ul>

- коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;
  - Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;
  - Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
  - На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
  - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
  - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
  - Проектуному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
  - При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода (м<sup>3</sup>/сут., т/сут.), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
  - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
  - При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см<sup>2</sup> необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТГ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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);
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее 3D для прохождения диагностических снарядов;
  - 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;
  - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
  - При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
  - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
  - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
  - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос



	<p>на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;</p> <p>– На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>1 Этап. Нефтегазопровод «к.41-т.вр.»</b>  От к.41 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость в объеме Qж-966 м3/сут., Qн-46 т/сут. поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.  Давление в точке подключения – 7 кгс/см2.  Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>2 Этап. Нефтегазопровод «ГЗУ к.60-т.вр.к.41»</b>  От к.60 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.  Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.  Давление в точке подключения – 7 кгс/см2.  Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p>
6. Особые условия.	<p>– Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий;</p> <p>– Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</p> <p>– Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</p> <p>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <p>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов</p>
7. ОТ, ГБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <p>– Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p>

	<p>–Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <p>–Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>–Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>
--	--

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

## СОГЛАСОВАНО:

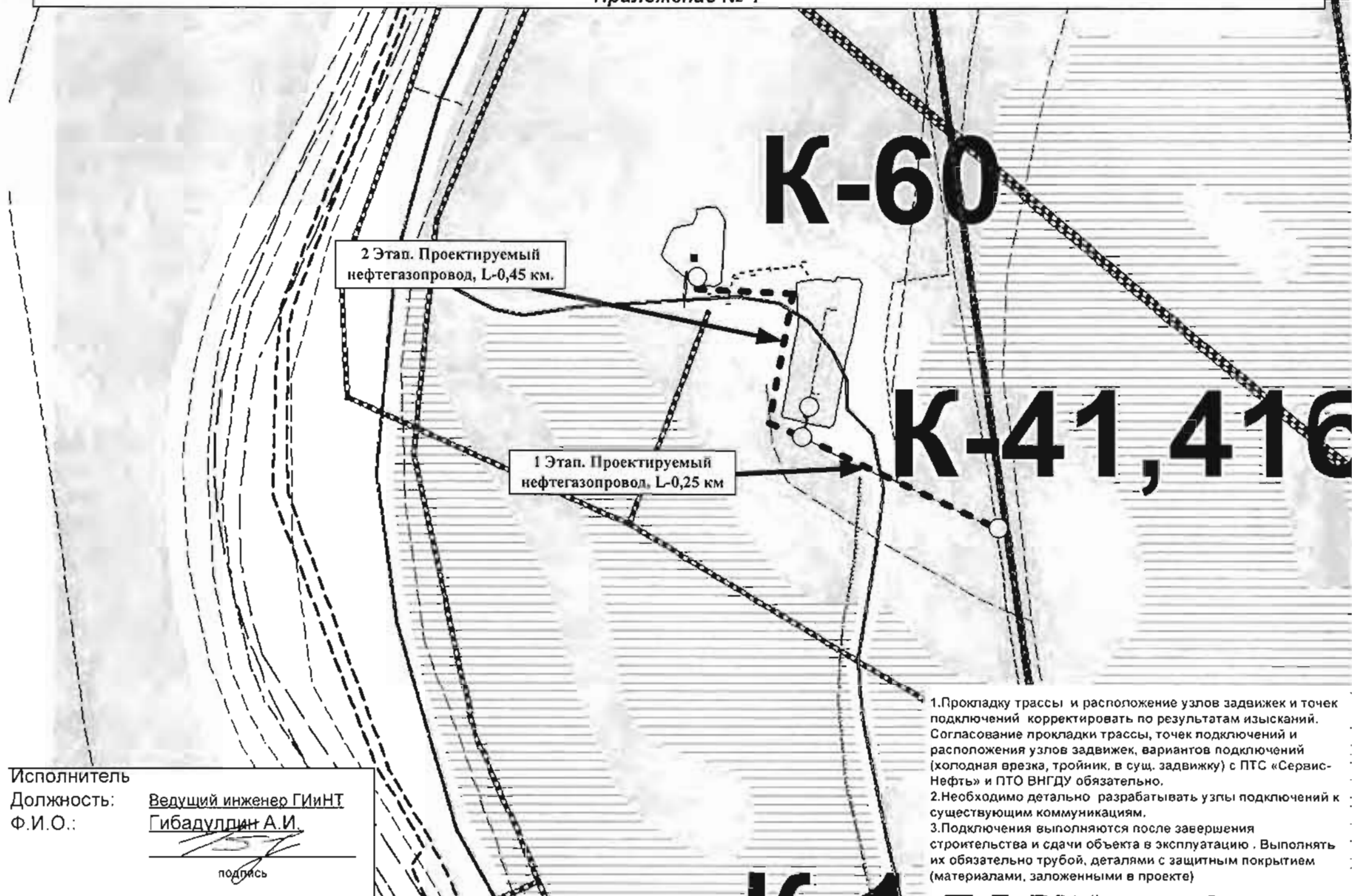
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барцевский



Исполнитель

Должность: Ведущий инженер ГИИИТ  
Ф.И.О.: Гибадуллин А.И.

подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

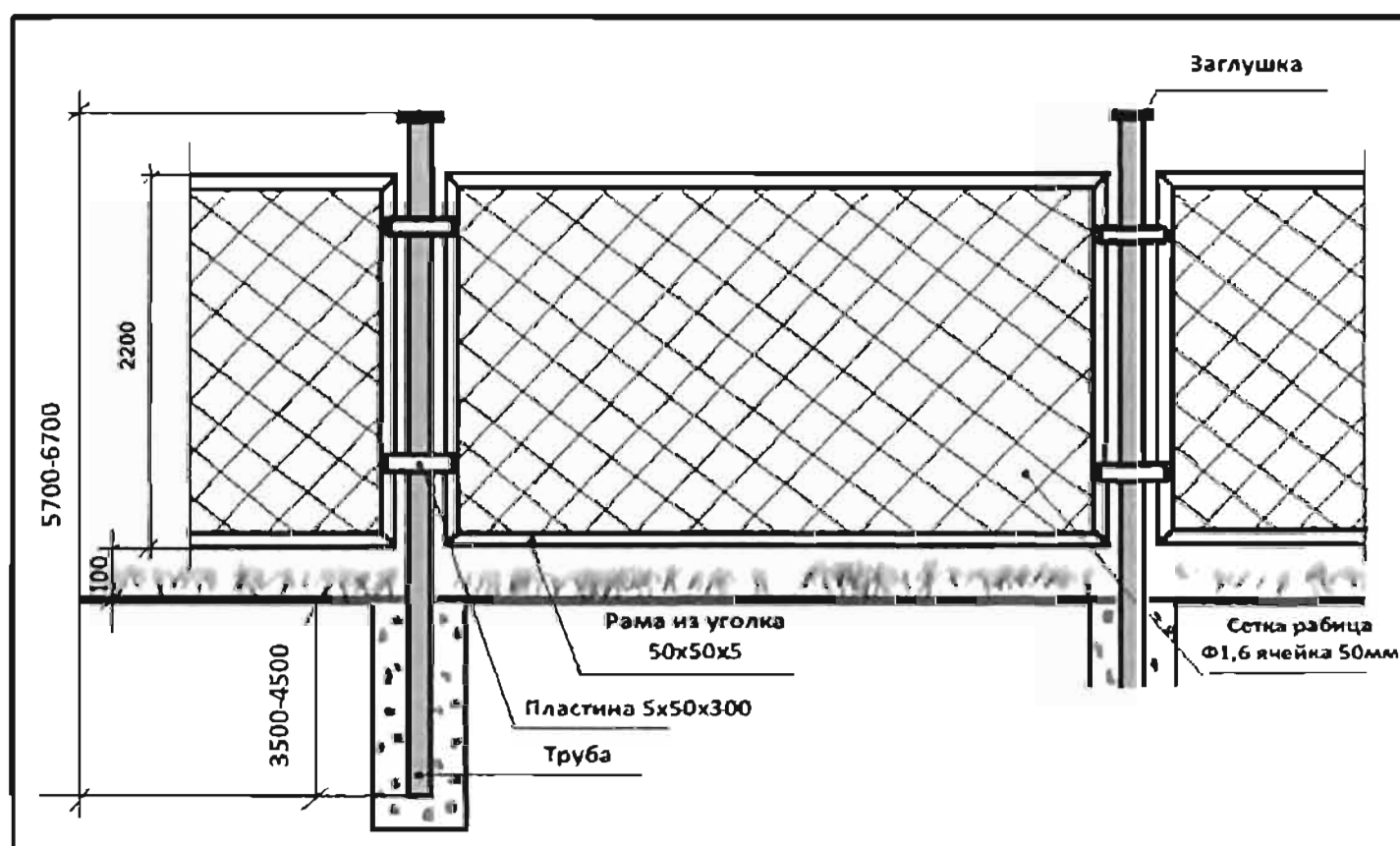
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



### Таблица результатов расчета

[illegible]

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
«СН-МНГ»  
М.Г. Разин  
«    »      2015 г.**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

на разработку проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод к.138-т.вр»

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 «к.138-т.вр.»
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>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li> <li>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li> <li>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li> <li>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</li> <li>– Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.</li> <li>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми 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;</li> <li>– Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;</li> </ul>

- Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
- При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ( $\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $\text{т}/\text{сут.}$ ), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять  $40 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг}/\text{см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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  $1,5\text{D}$ - $15^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $90^\circ$ . (расстояние между отводами не менее  $1,5\text{м}$ );
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3\text{D}$  для прохождения диагностических снарядов;
- 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.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными

	<p>препятствиями по обе стороны;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Нефтегазопровод «к.138-т.вр.»</b></p> <p>От к.138 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.</p> <p>Давление в точке подключения – 10 кгс/см<sup>2</sup>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</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» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода;</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному 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> <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 группы ИиНГ ДТТ



А.И. Гибадуллин

## СОГЛАСОВАНО:

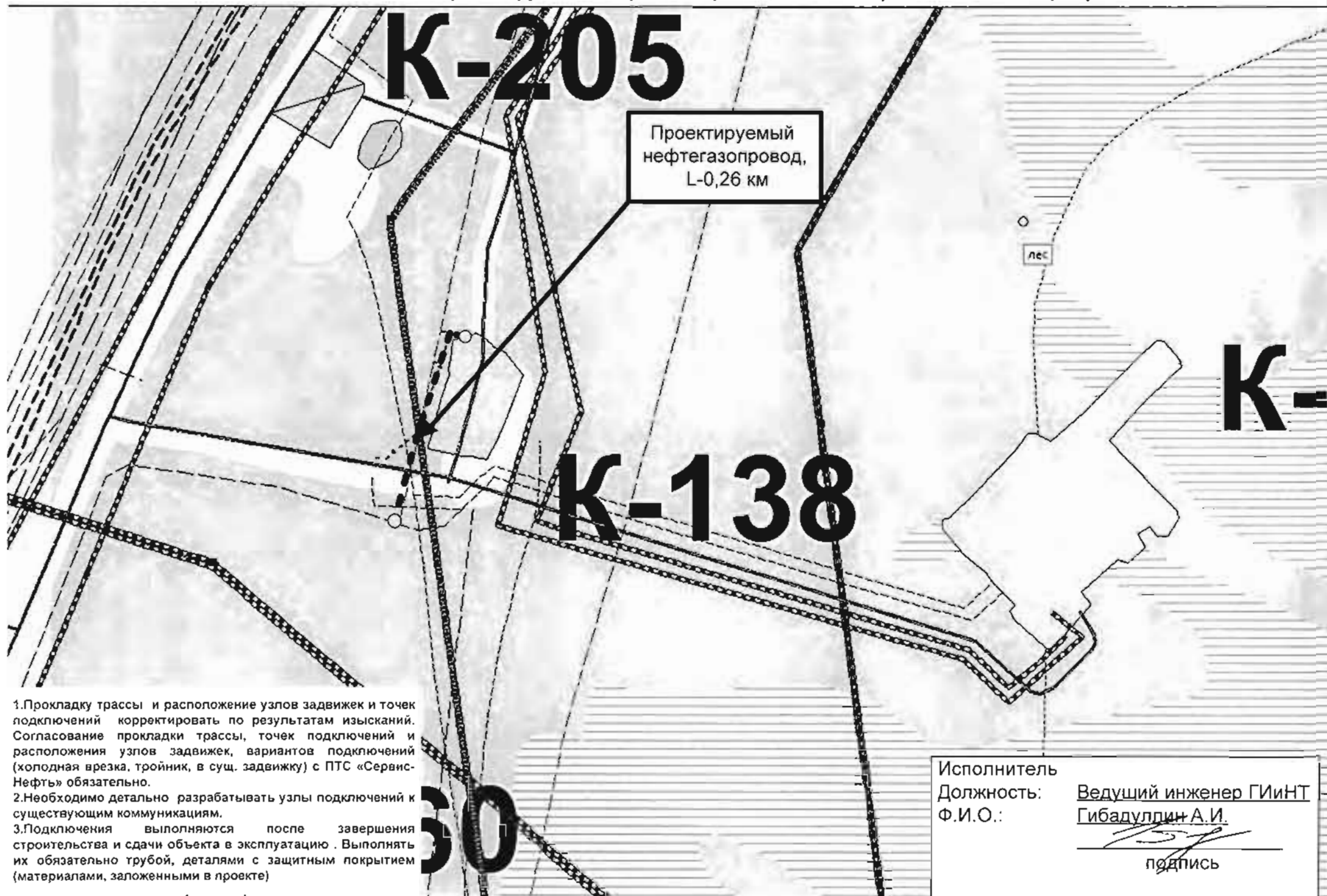
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барцевский



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

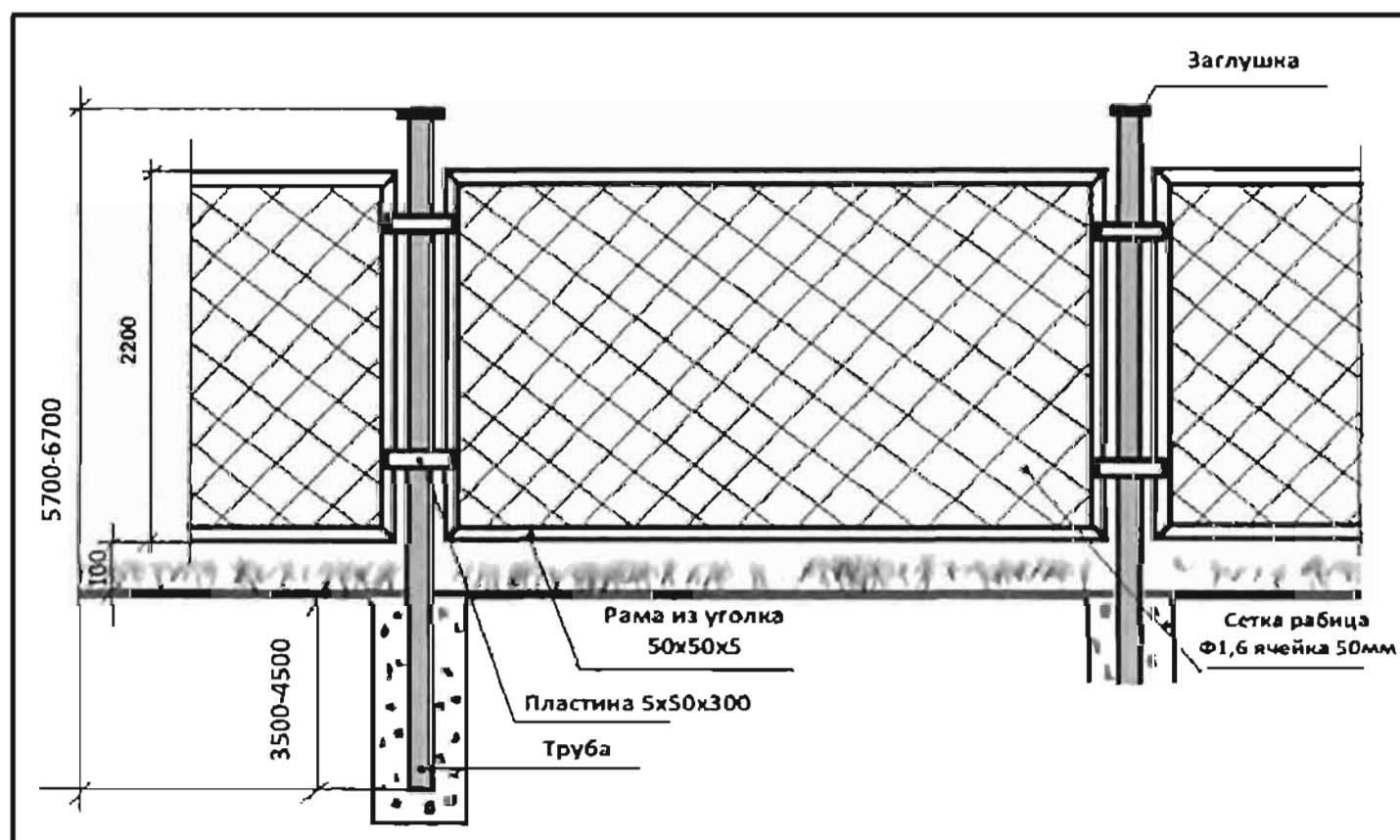
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



### 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 ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



**Таблица результатов расчета**

[illegible]

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
«СН-МНГ»М.Г. Разин  
2015 г.**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ****на разработку проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Нефтегазопровод к.145-т.вр»**

1. Месторождение, район строительства.	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция: Инв. № 130000017678
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «к.145-т.вр.»
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>- В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li> <li>- В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li> <li>- В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li> <li>- При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</li> <li>- Для строительства нефтегазопровода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13ХФА без внутреннего защитного покрытия, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ;</li> <li>- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми 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;</li> <li>- Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом;</li> </ul>

- Проектом предусмотреть подключение проектируемого трубопровода согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
  - На нефтегазопроводе предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин;
  - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
  - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
  - Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций;
  - При проведении гидравлических расчетов необходимо настроить модель с учетом фактических величин давления на существующих кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода ( $\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $\text{т}/\text{сут.}$ ), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов (Приложение № 4);
  - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - Максимально допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять  $40 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;
  - При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг}/\text{см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применять согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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  $1,5\text{D}-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$ . (расстояние между отводами не менее  $1,5\text{м}$ );
  - При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3\text{D}$  для прохождения диагностических снарядов;
  - 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;
  - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
  - При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукция 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

	<p>препятствиями по обе стороны;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p><b>Нефтегазопровод «к.145-т.вр.»</b></p> <p>От к.145 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Данные по объему перекачиваемой жидкости запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования.</p> <p>Давление в точке подключения – 18 кгс/см<sup>2</sup>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</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» и ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода;</li> <li>– Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному 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> <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 группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

**СОГЛАСОВАНО:**

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

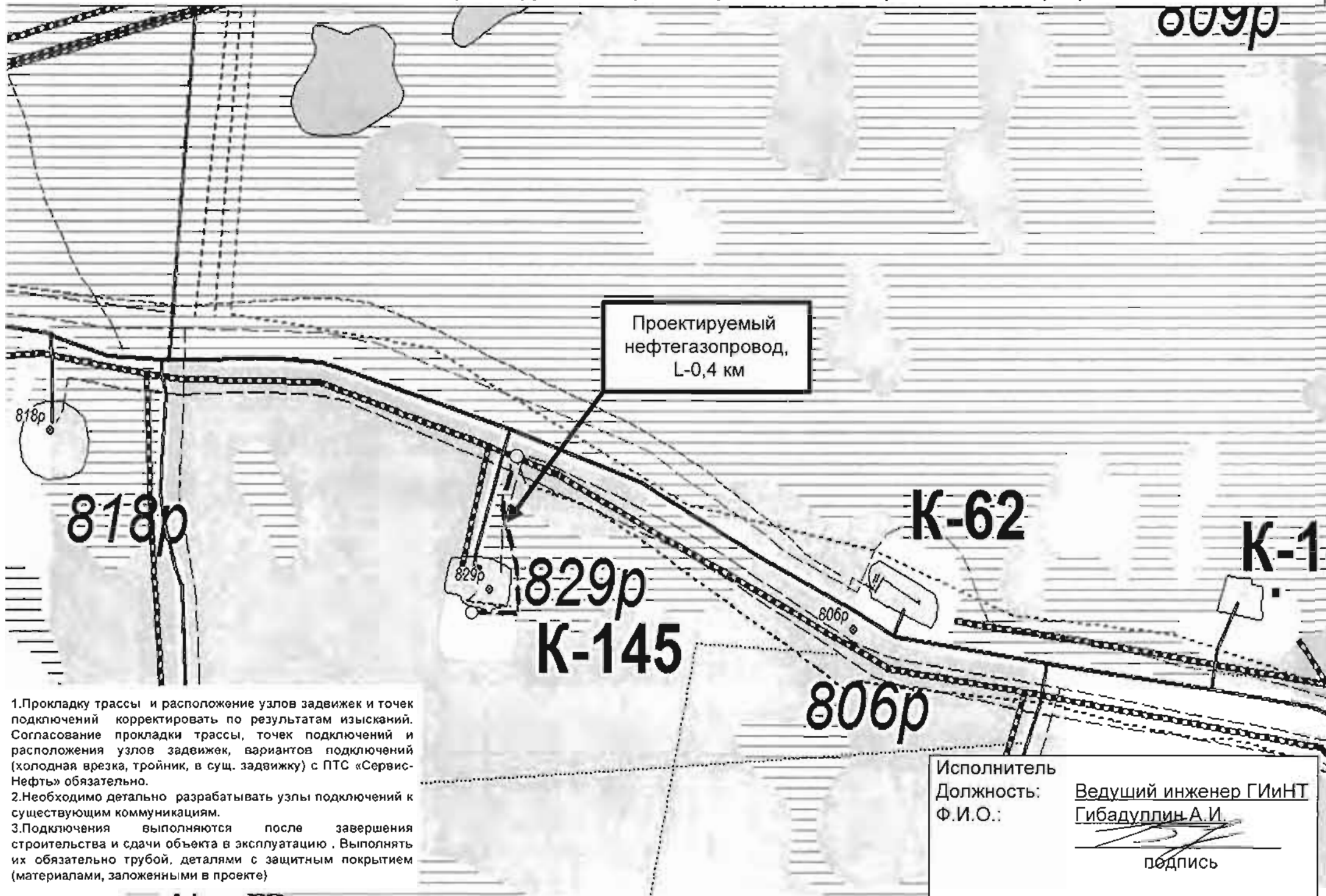


Р.А. Мережкин

Главный инженер управления «Сервис-нефть»

Р.М. Барцевский

009р



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

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИиНТ

Гибадуллин А.И.

подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность произведения монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

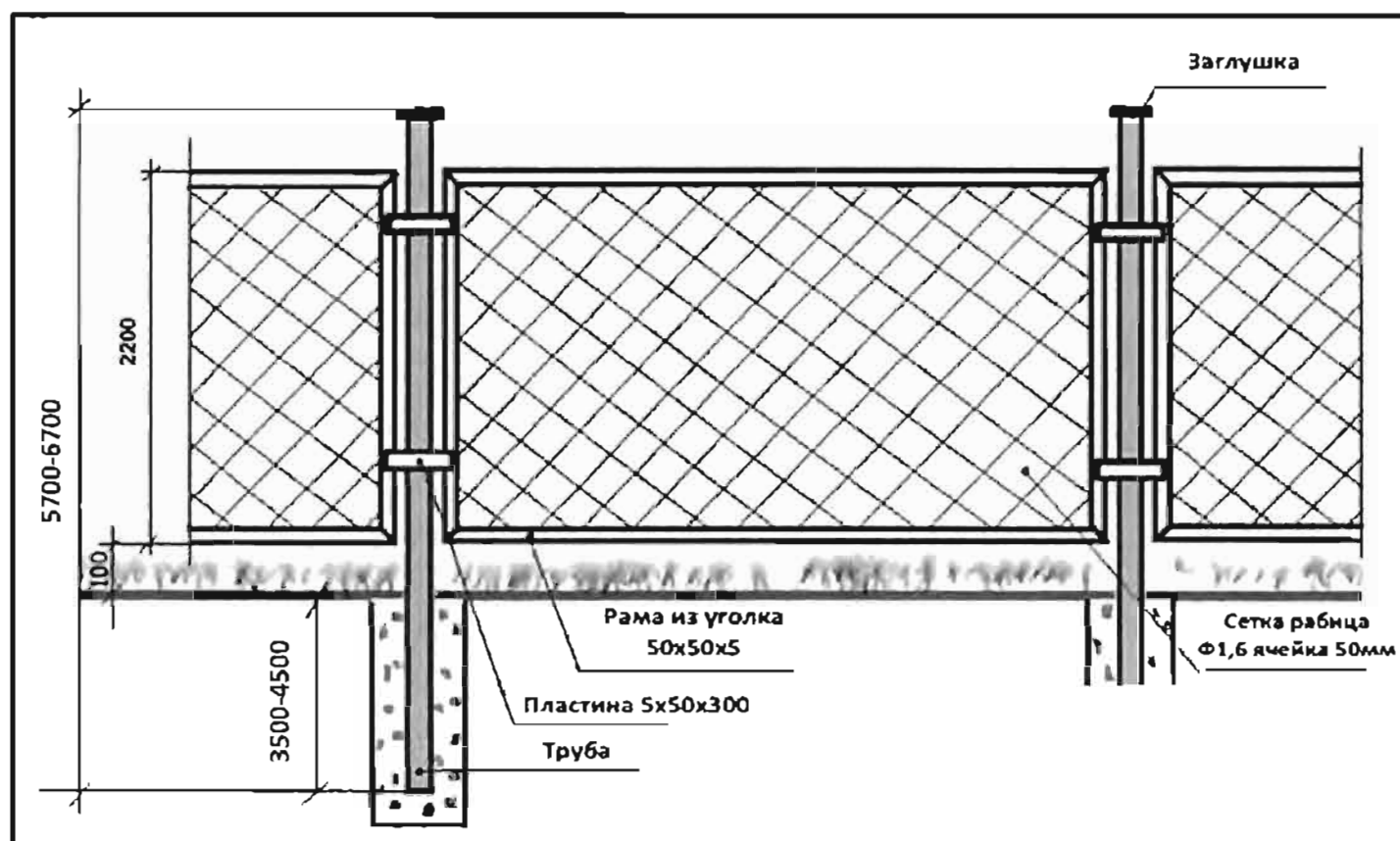
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

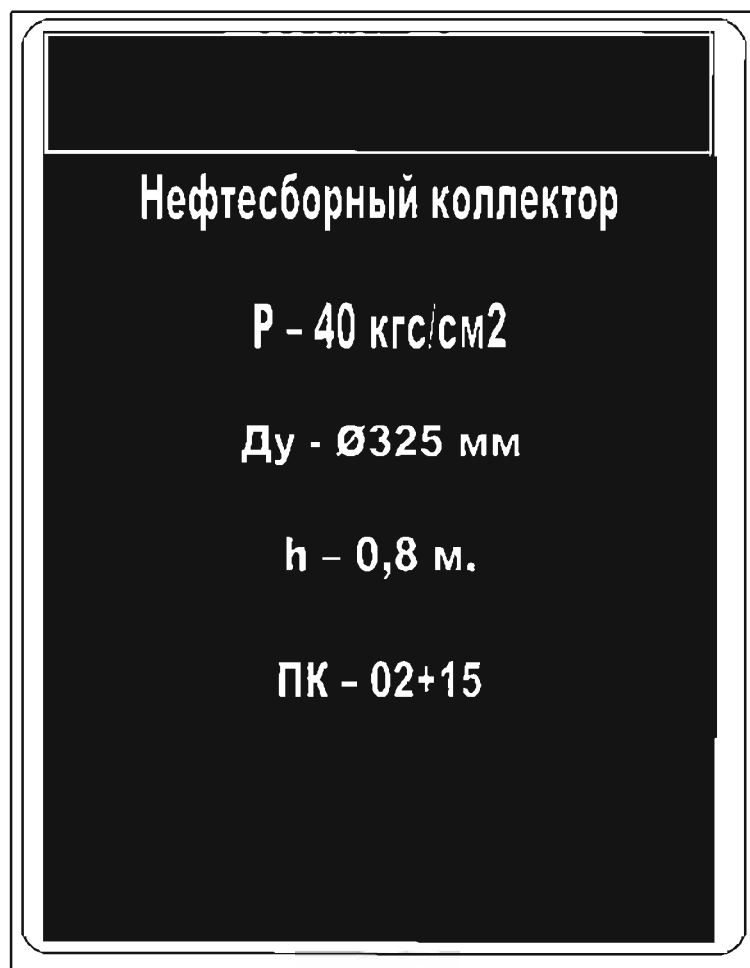
ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



[illegible]