



А. М. Пятаев
2014 год

Задание на проектирование № 79-14
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Строительство нефтегазопроводов»

1.	Наименование объекта
	«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Строительство нефтегазопроводов»
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский лицензионный участок
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ»
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть – Мегионнефтегаз (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Реконструкция.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2015г.-2017г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<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 проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с

	эксплуатирующей службой; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате MapInfo.																								
12.	Требования по вариантной проработке и формированию ОТР																								
	Не требуется.																								
13.	Требования к выделению пусковых комплексов																								
	Предусмотреть независимые этапы строительства: <u>1 этап</u> «Нефтегазопровод «к. 6а – т.вр.к.6» Мегионского месторождения нефти»; <u>2 этап</u> «Нефтегазопровод «т.вр.к.43-т.вр.к.25» Мегионского месторождения нефти»; <u>3 этап</u> «Нефтегазопровод «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26» Мегионского месторождения нефти»; Наименования этапов дополнительно согласовать с Заказчиком.																								
14.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования																								
	«Нефтегазопровод «к. 6а – т.вр.к.6» Мегионского месторождения нефти», 1. От к.6а по проектируемому нефтегазопроводу (L=0,41 км) нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. 2. Подключение нефтегазопровода «к. 6а – т.вр.к.6» выполнить согласно Приложения №4 (диаметр в точке подключения 273 мм, давление 11,8 кгс/см ²). 3. Максимальное допустимое давление в нефтесборных сетях – 40кгс/см ² , при выполнении гидравлического расчёта и определении диаметра нефтегазопровода – давление не должно превышать 25 кгс/см ² . «Нефтегазопровод «т.вр.к.43-т.вр.к.25» Мегионского месторождения нефти». 1. От т.вр.к.43,26,34 по проектируемому нефтегазопроводу (L=2,67 км) нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. 2. Подключение нефтегазопровода «т.вр.к.43-т.вр.к.25» выполнить согласно Приложения №5 (диаметр в точке подключения 325 мм, давление 9 кгс/см ²). 3. Максимальное допустимое давление в нефтесборных сетях – 40кгс/см ² , при выполнении гидравлического расчёта и определении диаметра нефтегазопровода – давление не должно превышать 25 кгс/см ² . «Нефтегазопровод «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26» Мегионского месторождения нефти», 1. От т.вр.к.43,34 по проектируемому нефтегазопроводу (L=0,39 км) нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. 2. Подключение нефтегазопровода «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26» выполнить согласно Приложения №6 (диаметр в точке подключения 300 мм, давление 12 кгс/см ²). 3. Максимальное допустимое давление в нефтесборных сетях – 40кгс/см ² , при выполнении гидравлического расчёта и определении диаметра нефтегазопровода – давление не должно превышать 25 кгс/см ² .																								
	<table><tr><th>№ этапа</th><th>Наименование трассы</th><th>О в точке подкл.поч. ния, мм</th><th>Q_ж, м³/сут</th><th>Q_н, т/сут</th><th>P_{рас}/P_{max}, кг/см²</th><th>Давление в точке подкл. ния</th><th>Длина, м</th></tr><tr><td>1.</td><td>Нефтегазопровод «к. 6а – т.вр.к.6»</td><td>273 (вн. покр.)</td><td>360</td><td>59</td><td>25/40</td><td>11.8</td><td>410</td></tr><tr><td>2.</td><td>Нефтегазопровод «т.вр.к.43-</td><td>325 (вн. покр.)</td><td>9986</td><td>900</td><td>25/40</td><td>9</td><td>2670</td></tr></table>	№ этапа	Наименование трассы	О в точке подкл.поч. ния, мм	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	P _{рас} /P _{max} , кг/см ²	Давление в точке подкл. ния	Длина, м	1.	Нефтегазопровод «к. 6а – т.вр.к.6»	273 (вн. покр.)	360	59	25/40	11.8	410	2.	Нефтегазопровод «т.вр.к.43-	325 (вн. покр.)	9986	900	25/40	9	2670
№ этапа	Наименование трассы	О в точке подкл.поч. ния, мм	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	P _{рас} /P _{max} , кг/см ²	Давление в точке подкл. ния	Длина, м																		
1.	Нефтегазопровод «к. 6а – т.вр.к.6»	273 (вн. покр.)	360	59	25/40	11.8	410																		
2.	Нефтегазопровод «т.вр.к.43-	325 (вн. покр.)	9986	900	25/40	9	2670																		

	т.вр.к.25»						
3.	Нефтегазопровод «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26»	300 (вн. покр.)	4921	504	25/40	12	390
	Итого:						3470
15.	Требования к техническим решениям						
	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – Для нефтегазопроводов проектом предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием, внутренним покрытием с защитой сварного стыка втулками, из стали 20 по ТУ1308-015-48184013-2003, а также отводы, тройники из той же марки стали. В проекте предусмотреть взаимозаменяемые марки стали; – Для высоконапорных водоводов проектом предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА по ТУ 1317-233-00147016-02, а так же применять отводы, тройники и с той же марки стали. В проекте предусмотреть взаимозаменяемые марки стали; – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Ти, количество узлов, а так же место установки согласовать с ДТТ. – Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периферийное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. – Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопроводов на срок не менее 20 лет. – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов согласно прилагаемым схемам; – Максимальное допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см². Максимальное рабочее давление не должно превышать 25кг/см². – Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кг/см2; – Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; – При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, ее пропускную способность; – Предусмотреть проектом на крановых узлах согласно прилагаемым схемам вентузы Ду 50мм; – Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода; – Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1.5D-15°.30°.45°. 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1.5м); – Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках 						

переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2 м;
2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узлу задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 8. Высоту ограждений принять 1,5 м;
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
- При теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации 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 №7). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.
- Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства;
- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
- Внести дополнения в технологический регламент по эксплуатации трубопроводов, согласовать в установленном порядке.

16. Особые условия строительства

- Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с

	Заказчиком.
17.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным решениям
	Не требуется
18.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002.
19.	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»
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с Нижнеобским территориальным управлением по рыболовству. – В случае необходимости предусмотреть защитное обвалование вдоль трубопровода для защиты стены леса, водного объекта от попадания водонефтяной эмульсии при аварийном разрушении трубопровода.
20.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – 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
21.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
22.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	<ul style="list-style-type: none"> – Не требуется

23.	Требования к составу и оформлению проектной документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.
24.	Состав демонстрационных материалов
	– Не требуется
25.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение №1 Технические условия на проектирование нефтегазопровода «к. 6а – т.вр.к.6» Мегионского месторождения нефти;</p> <p>Приложение №2 Технические условия на проектирование нефтегазопровода «т.вр.к.43-т.вр.к.25» Мегионского месторождения нефти;</p> <p>Приложение №3 Технические условия на проектирование нефтегазопровода «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26» Мегионского месторождения нефти;</p> <p>Приложение №4 Предлагаемая схема подключения нефтегазопровода «к. 6а – т.вр.к.6» Мегионского месторождения нефти;</p> <p>Приложение №5 Предлагаемая схема подключения нефтегазопровода «т.вр.к.43-т.вр.к.25» Мегионского месторождения нефти;</p> <p>Приложение №6 Предлагаемая схема подключения нефтегазопровода «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26» Мегионского месторождения нефти;</p> <p>Приложение №7 Образец выполнения надписей на аншлаге;</p> <p>Приложение №8 Ограждение узла задвижек;</p> <p>Приложение №9 Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;</p>
26.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
27.	Срок выдачи тендерной документации
	– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
28.	Количество экземпляров ПД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах – В электронном виде в формате *.pdf - 1 экземпляр.
29.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls. – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика –
30.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. – Исходные данные запросить отдельно. – Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arp, *.xml, *.xls
31.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.

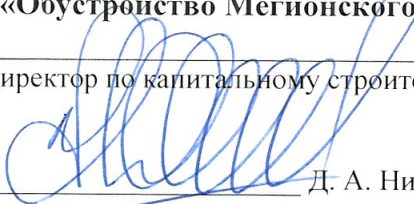
	—
32.	Особые условия
	— Не требуется
33.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с требованиями нормативно-правовых документов Российской Федерации.
34.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> — Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. — Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. — Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
35.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Инженер 2 категории ООПИР ДКСиРО



А.А. Сергеев

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 79-14
«Обустройство Мегнионского месторождения нефти. Строительство нефтегазопроводов»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p> _____ Д. А. Николаев</p> <p>«_____» _____ 2014 г.</p>	
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> _____ И. Г. Тухфатуллин</p> <p>«_____» _____ 2014 г.</p>	<p>Начальник ДТТ</p> <p> _____ М. Г. Разин</p> <p>«_____» _____ 2014 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> _____ Е. В. Лещенко</p> <p>«_____» _____ 2014 г.</p>	<p>Зам. начальника ООПИР</p> <p> _____ С. В. Игнатов</p> <p>«_____» _____ 2014 г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ


 А.М.Пятаев

«—»—»—» 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
 на разработку проектно-сметной документации по объекту
 «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Нефтегазопровод
 «кба – т.вр.к.6»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 820000000177
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «кба – т.вр.к.6»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным и внутренним антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали. – 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 прилагаемой схеме (Приложение № 1); – В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; – Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². 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/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 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

	<p>плавающий трубопровод не допускается.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтегазопровод «к.ба– т.вр.к.б»</p> <p>От к.ба по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости - $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 360/59$</p> <p>Давление в точке подключения – 11.8 кгс/см^2.</p> <p>Диаметр в точке подключения – Ду 273мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных

	<p>материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИИНТ ДТТ



Е.А.Войтович

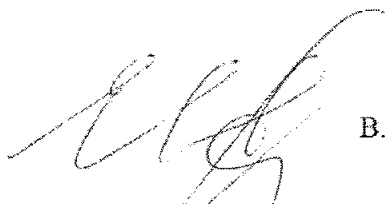
/ Начальник департамента трубопроводного
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В.Евдокимов

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Е.В.Тараненко

К-6

543р

Проектируемый
нефтегазопровод L-0,41 км.

1. Продолжу работу в направлении узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий.
2. Составление проектной трассы, точек подключения и расположения точек задвижек, вариантов подключения (холодная врезка, тройник, вставка, задвижка) с ГПС «Севморнефтегаз» и с ПТО АНГДУ обязательно.
3. Необходимо детально разработать узлы подключения к существующей коммуникации.
4. Подключенный трубопровод сдать после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию.

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИТ

Войтович Е.А.

подпись

К-6а

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

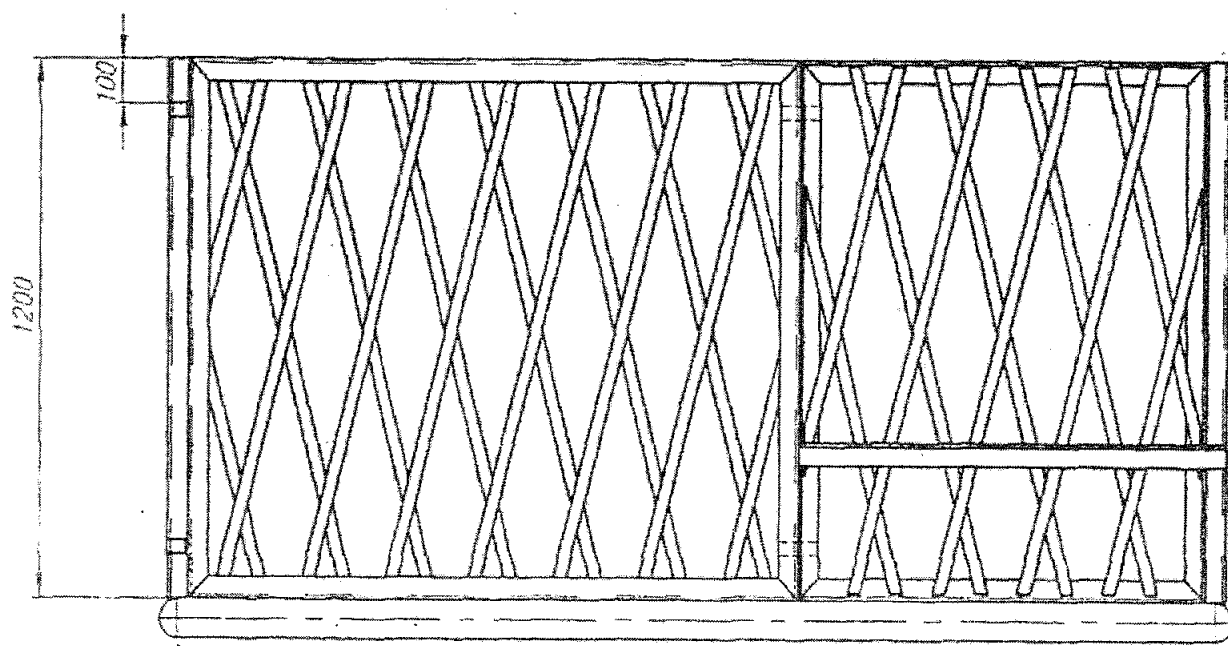
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

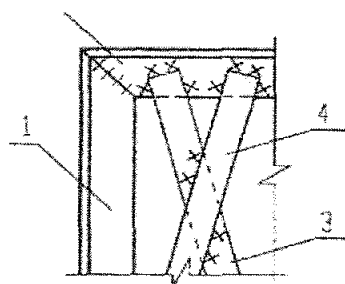
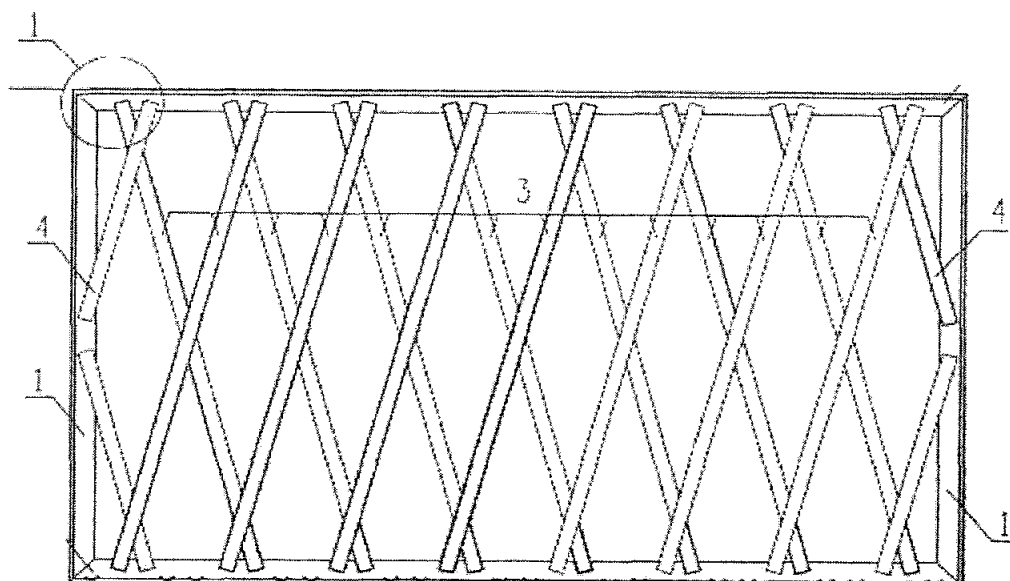
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{C255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{C255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 33 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{C255 ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Dy – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

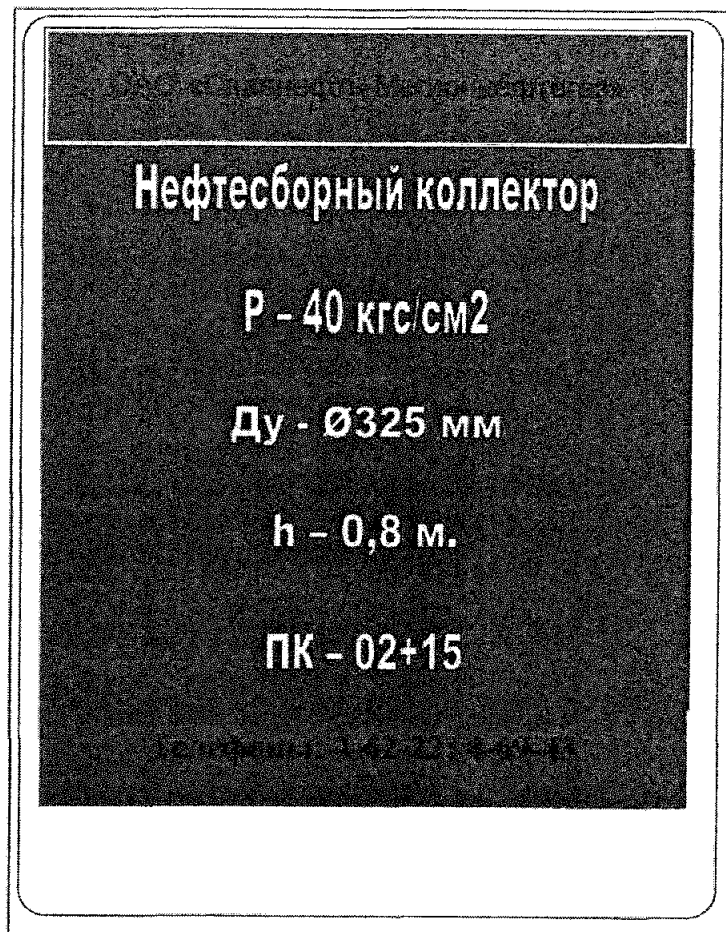
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ


 А.М.Пятаев

«__» _____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Нефтегазопровод
«т.вр к 43 – т.вр.к.25»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 1700000000007
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «т.вр к 43 – т.вр.к.25»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным и внутренним антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали. – 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 прилагаемой схеме (Приложение № 1); – В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; – Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². 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/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 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

	<p>плавающий трубопровод не допускается.</p> <ul style="list-style-type: none"> –Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; –При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей; –При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; –Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; –В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; –При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. –На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. –Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтегазопровод «т.вр к 43– т.вр.к.25» От т.вр.к.43,26,34 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Мегонского месторождения нефти. Объем жидкости - $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_n \text{ т/сут}$ - 9986/900 Давление в точке подключения – 9 кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – Ду 325мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных

	<p>материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИИНТ ДТТ



Е.А.Войтович

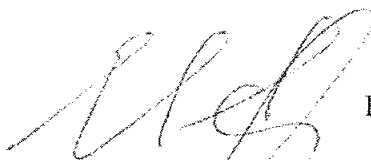
Начальник департамента трубопроводного
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В.Евдокимов

Главный инженер управления «Сервис-нефть»



Е.В.Тараненко

Поэтому для трассы в расселенные условия здания и точек подключения необходимо проводить дополнительные изыскания.

Составление проектной трассы, точек подключения и расположения точек подключения, вариантов подключения (коллектор, артезиан, троник, насос, заливка) с ПТС «Сервис-Нефть» и с ПТО АНДП обязательно. Необходимо детально разработать узлы подключения к существующим коммуникациям.

После получения выводов из поста завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию.

Исполнитель
Должность: Ведущий инженер ГИИИТ
Ф.И.О.: Войтович Е.А.

Войтович Е.А.
_____ подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

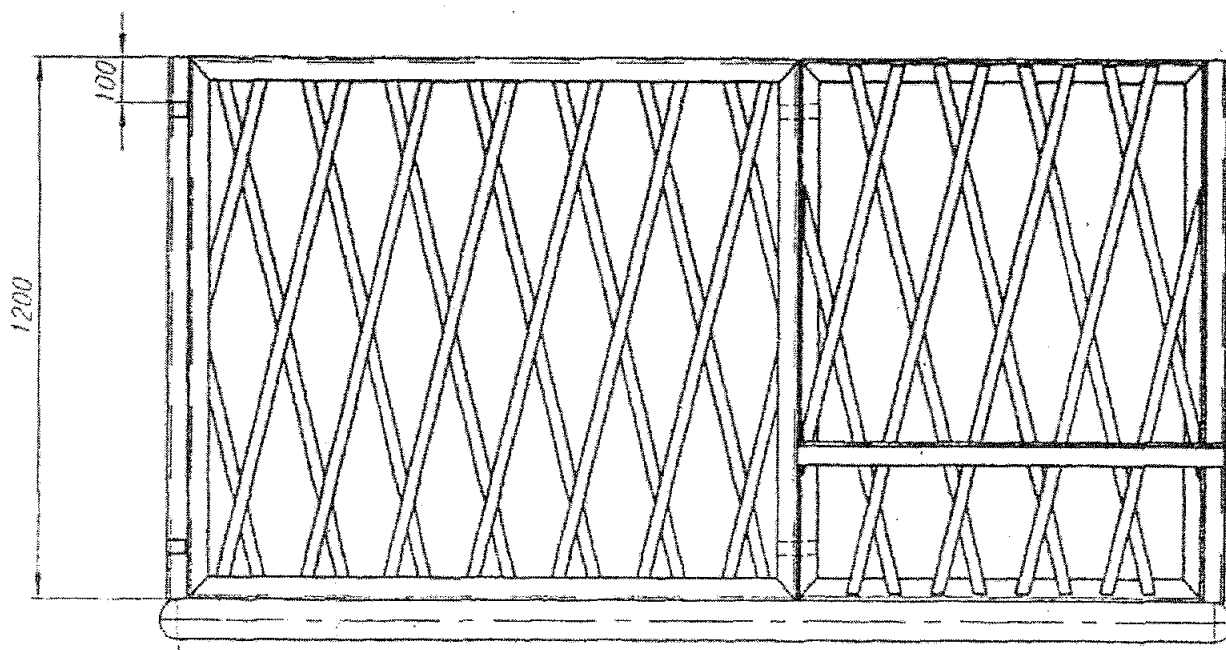
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

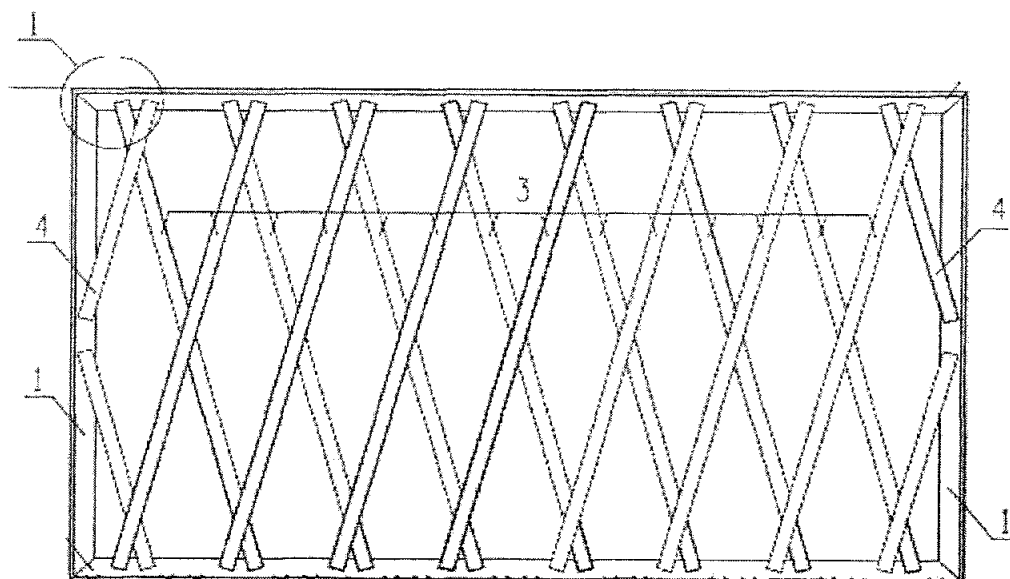
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

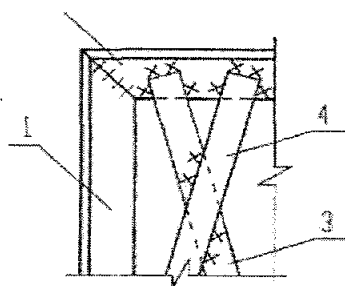
Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



1



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 450 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Dy – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

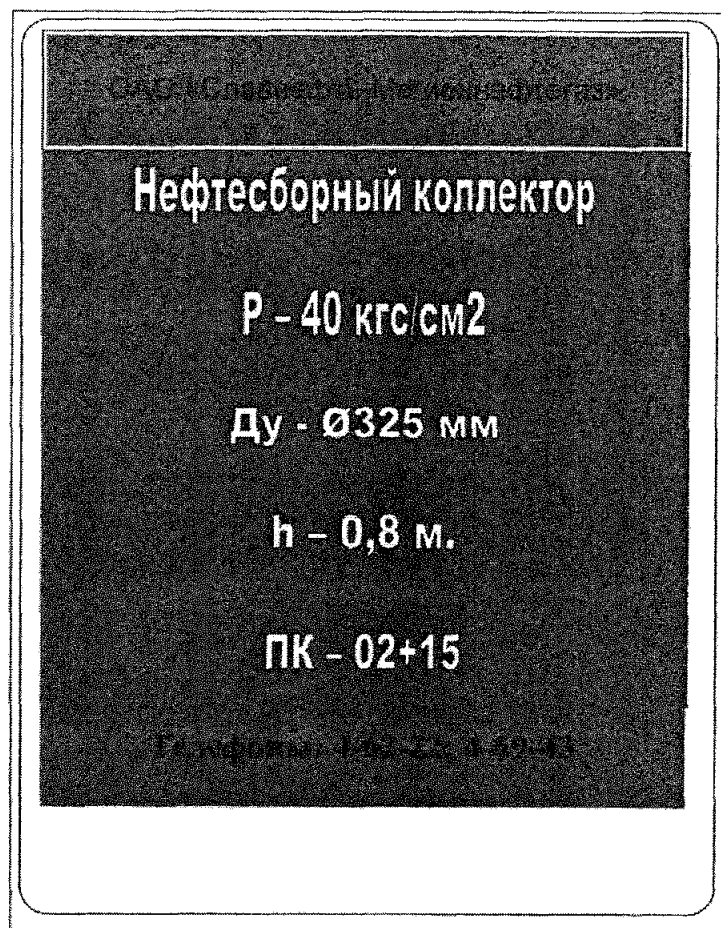
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО СН-МНГ


 А.М. Пятаев

« » 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Нефтегазопровод
«т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26»

1. Месторождение, район строительства.	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Инв. № 170000000025
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтегазопровод «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным и внутренним антикоррозионным покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали. – 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 прилагаемой схеме (Приложение № 1 и №1.1); – В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; – Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². 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/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5 м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2 м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5 м, но не менее 2 м 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

	<p>плавающий трубопровод не допускается.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтегазопровод «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26»</p> <p>От т.вр.к.43,34 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости - $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 4921/504</p> <p>Давление в точке подключения – 12кгс/см².</p> <p>Диаметр в точке подключения – Ду 300мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных

	<p>материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

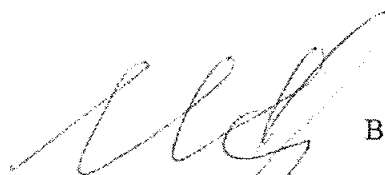
/ Начальник департамента трубопроводного
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

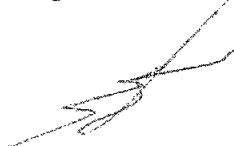
СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

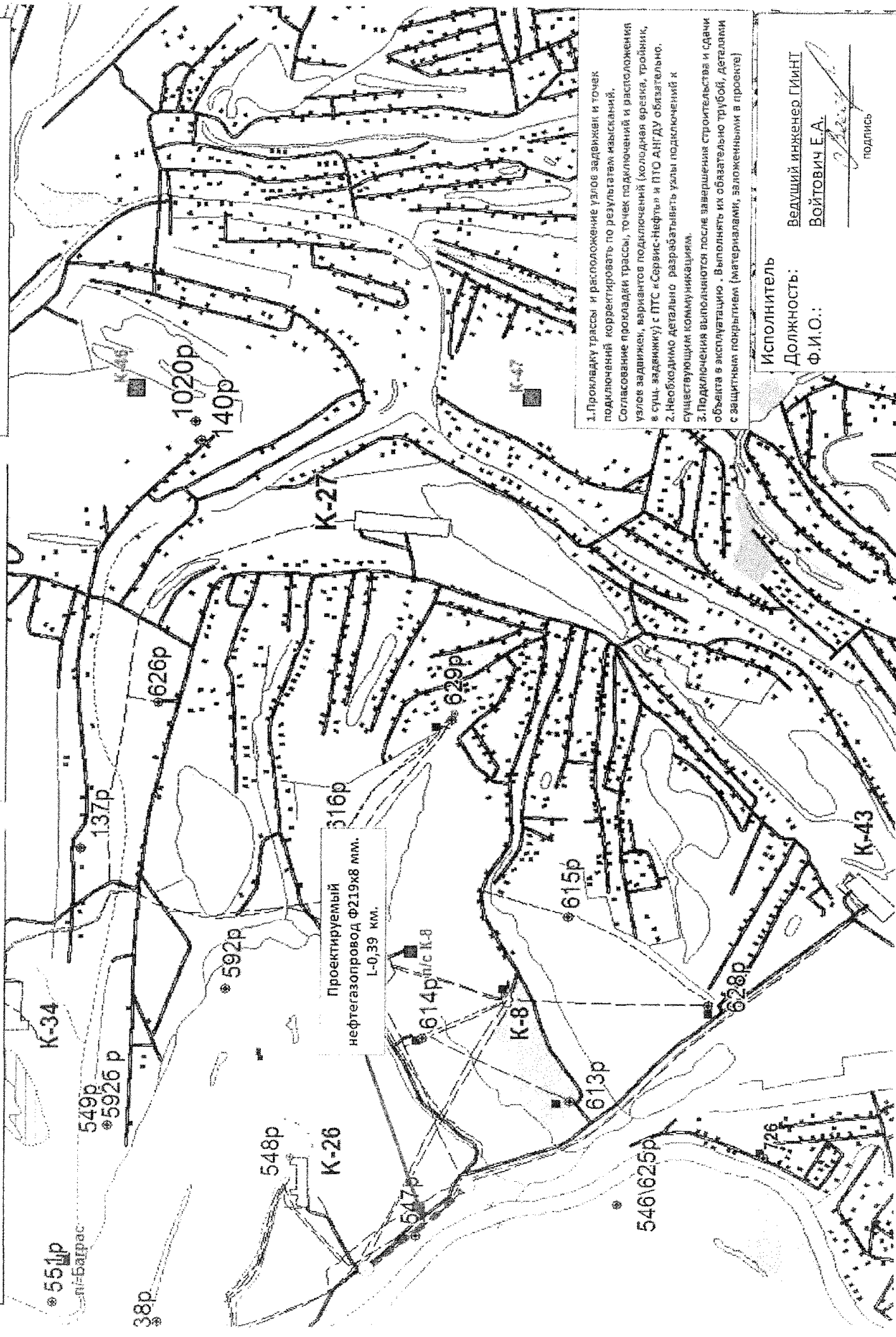


В.В.Евдокимов

/ Главный инженер управления «Сервис-нефть»

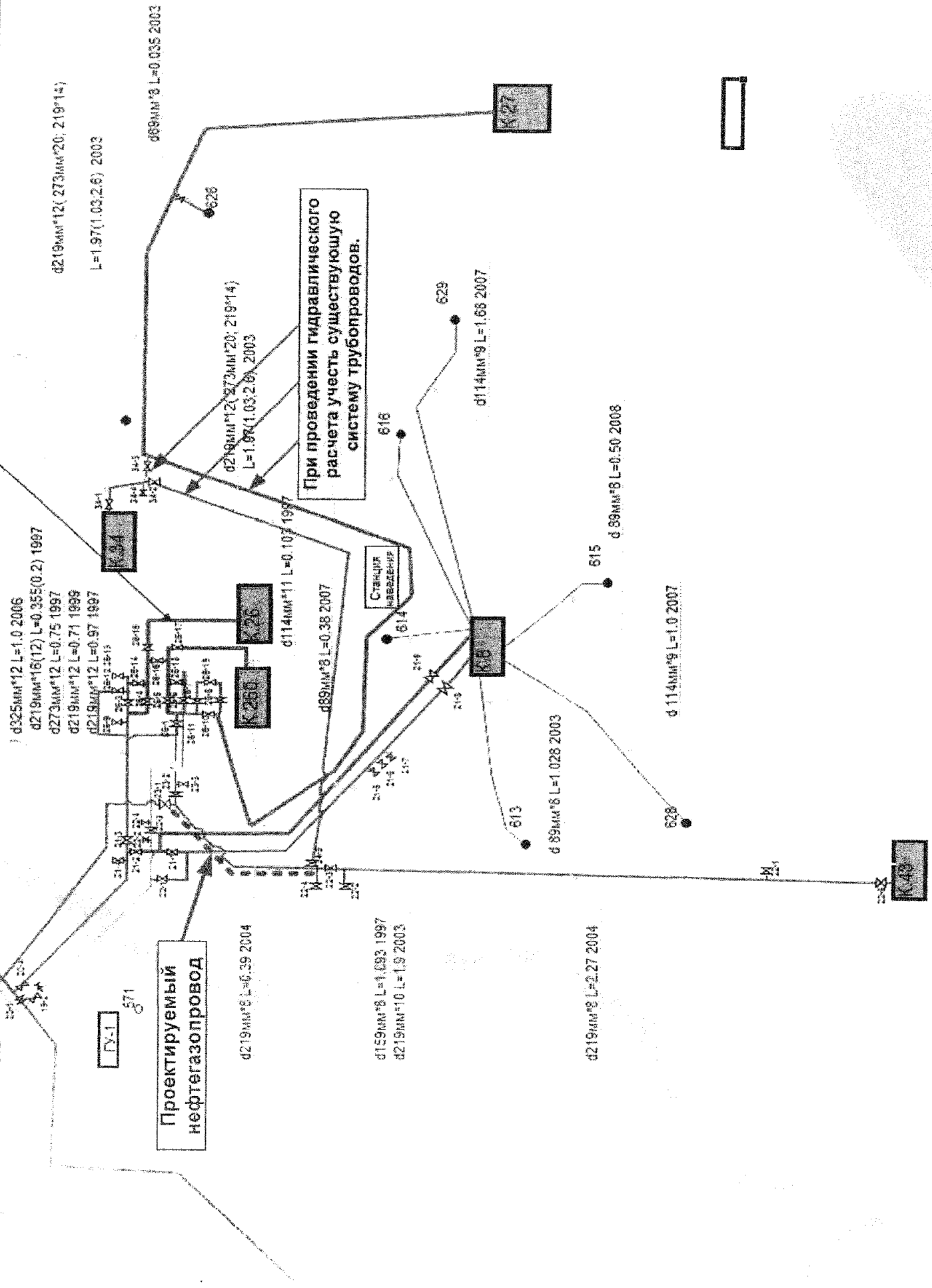


Е.В.Тараненко



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

Исполнитель
 Должность:
 Ф.И.О.:
 Ведущий инженер ПИИТ
 Войтович Е.А.
 подпись



Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

— Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

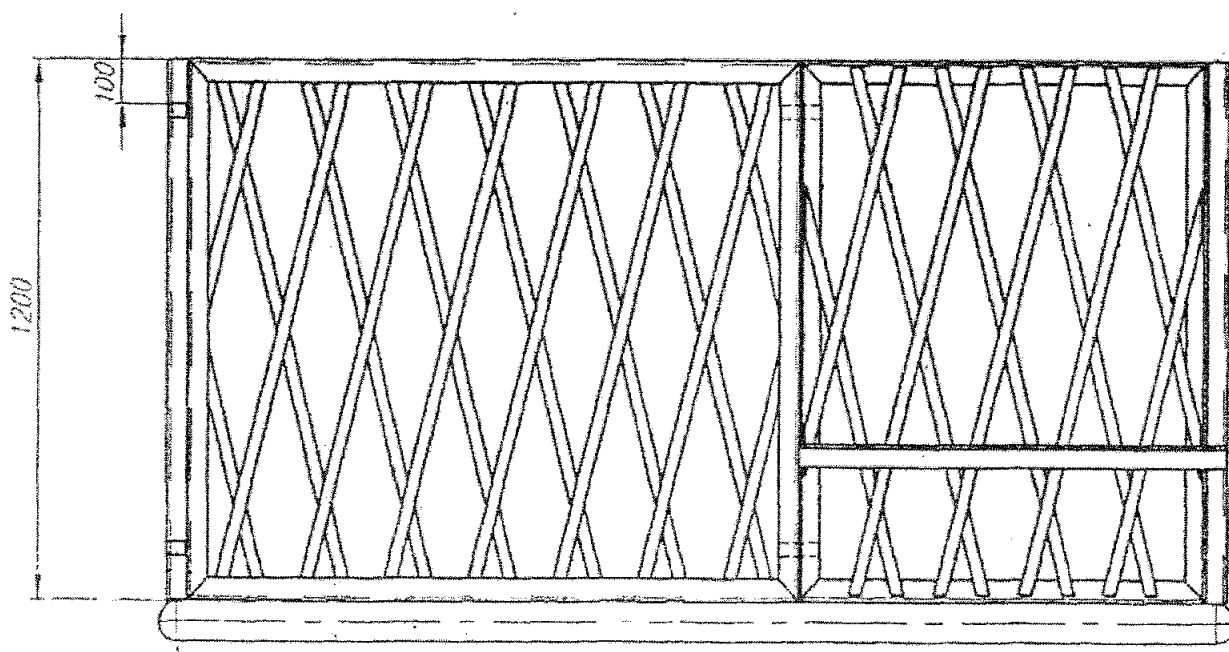
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

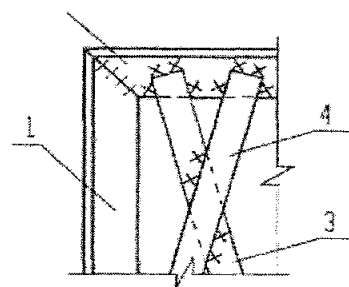
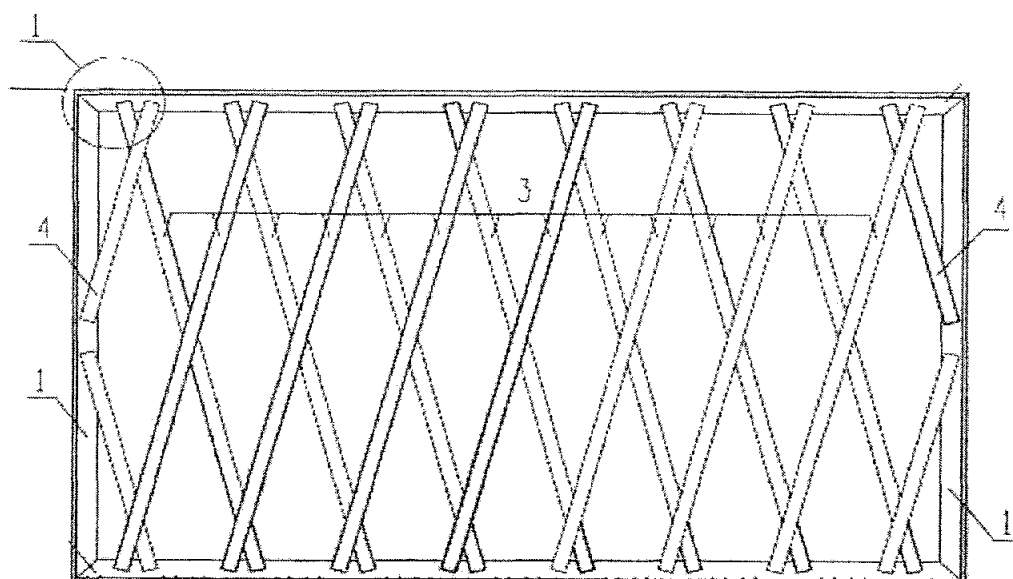
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

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

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

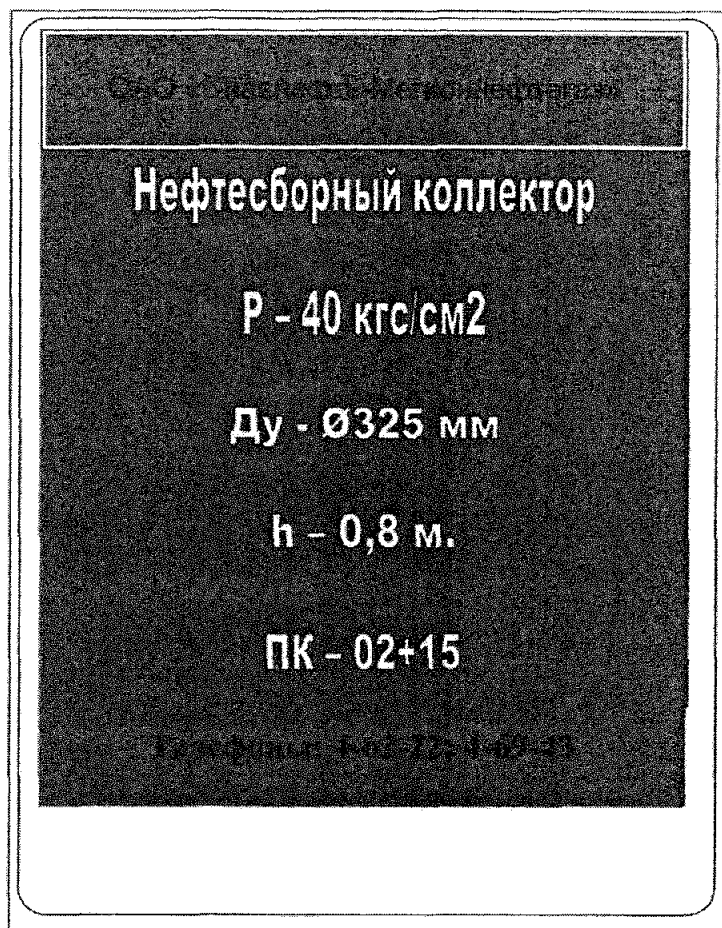
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



К-6

543р

Проектируемый
нефтегазопровод L-0,41 км.

К-6а

Целью предлагаемой схемы подключения нефтегазопровода «К-6а – т.вр.к.6» Мегионского м/р. является обеспечение бесперебойной подачи газа и нефти в соответствии с требованиями проектной документации. Схема подключения нефтегазопровода «К-6а – т.вр.к.6» Мегионского м/р. разработана в соответствии с требованиями проектной документации. Схема подключения нефтегазопровода «К-6а – т.вр.к.6» Мегионского м/р. разработана в соответствии с требованиями проектной документации.

Исполнитель

Должность:

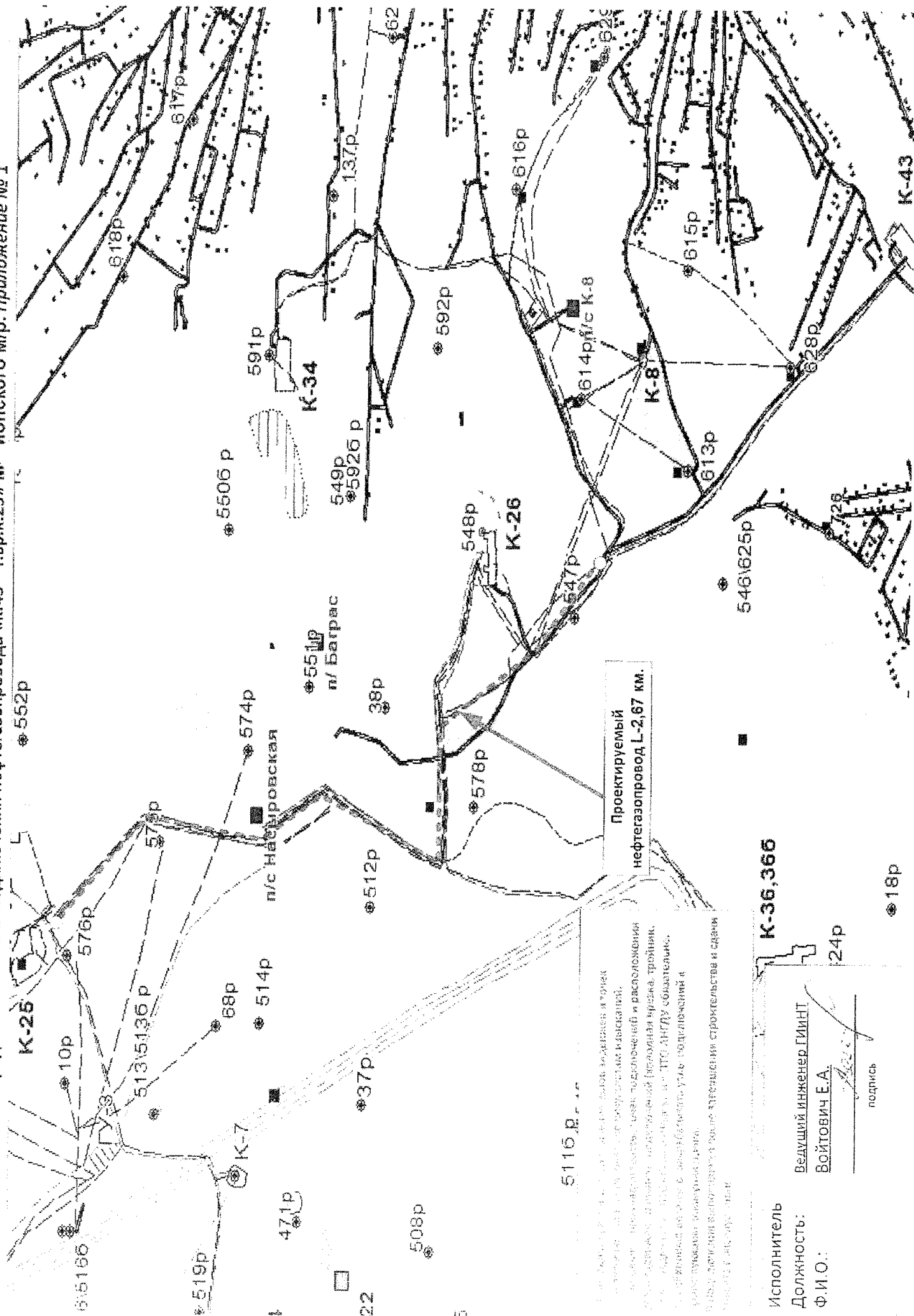
Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИП

Войтович Е.А.

подпись

Предлагаемая схема подключения нефтегазопровода «К-43 – т.вр.к.25» Мугионского м/р. Приложение №1



К-36,36Б

Исполнитель

Должность: ведущий инженер ГИИП

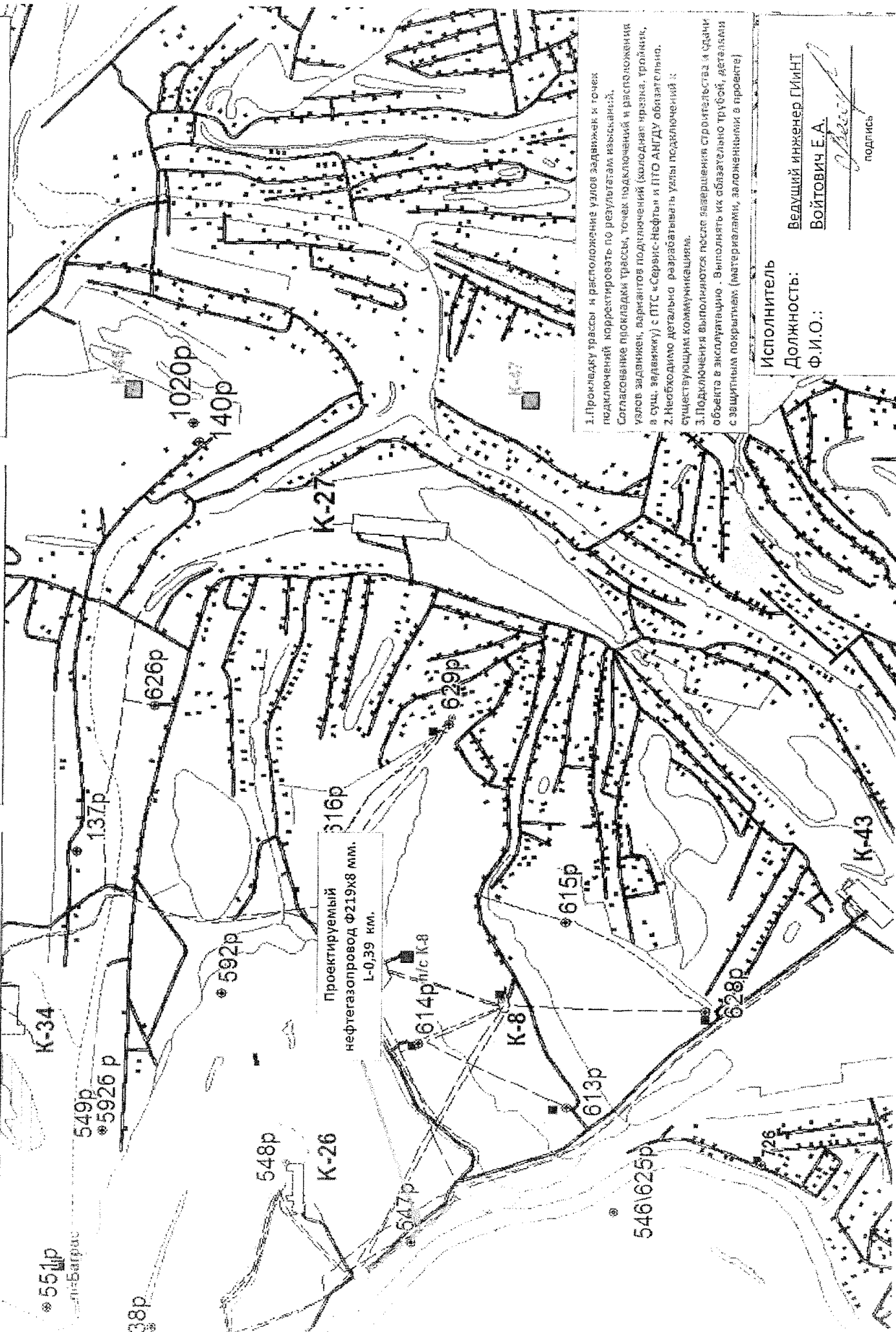
Ф.И.О.: Войтович Е.А.

24p

подпись

18p

Предлагаемая схема подключения проектируемого нефтегазопровода «т.вр.к.43,34 – т.вр.к.26» Мегионского м/р. Приложение № 1



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

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИП

Войтович Е.А.

Е.А. Войтович

подпись

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

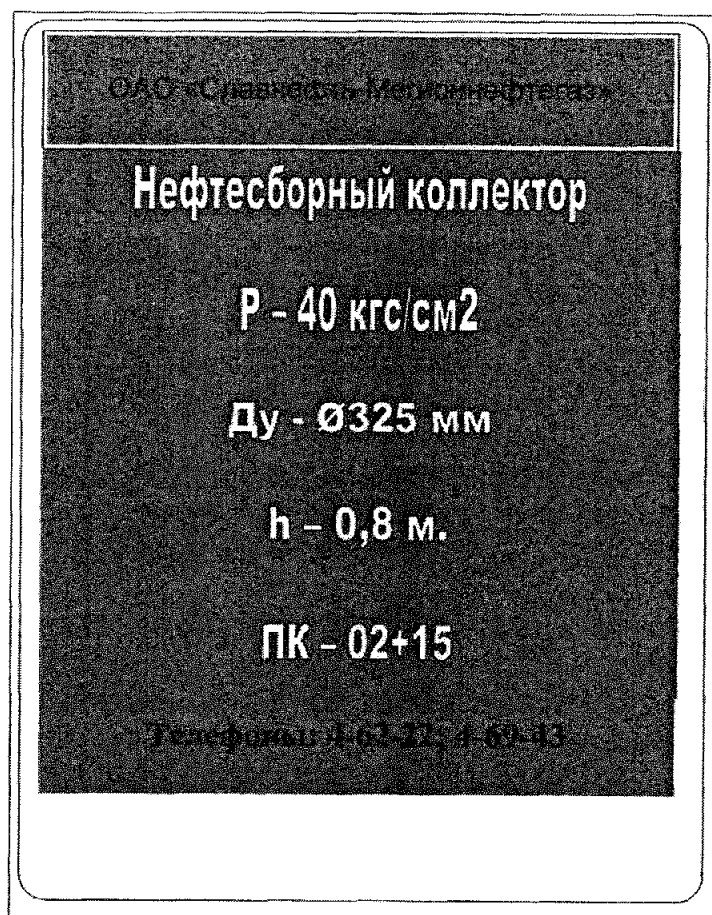
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

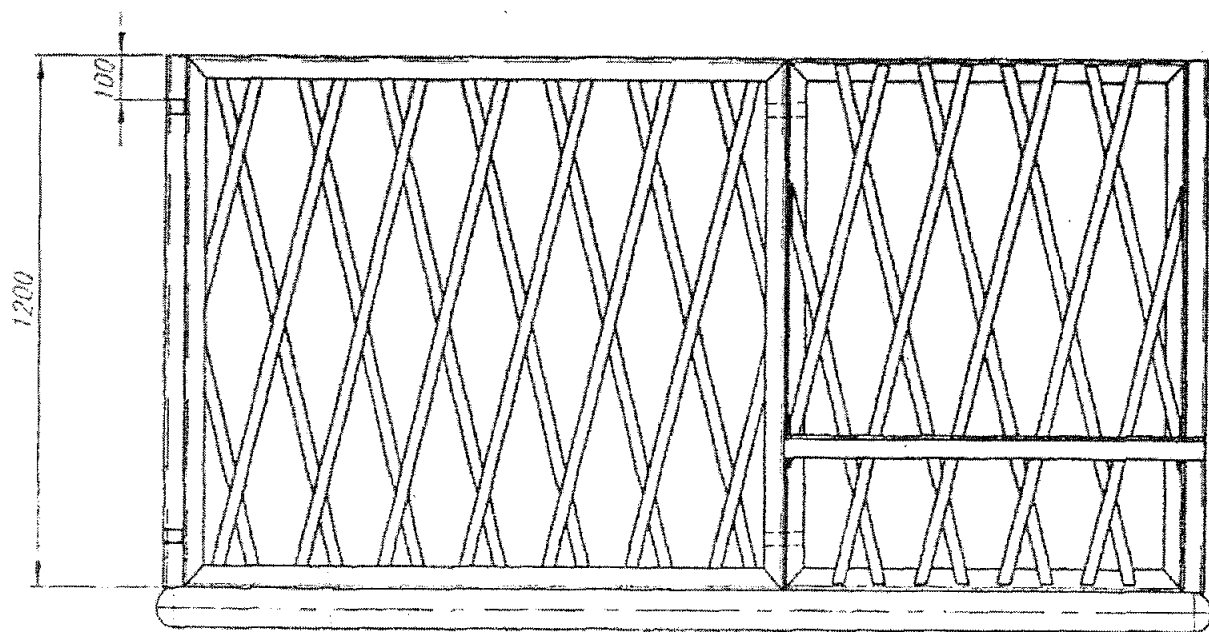
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

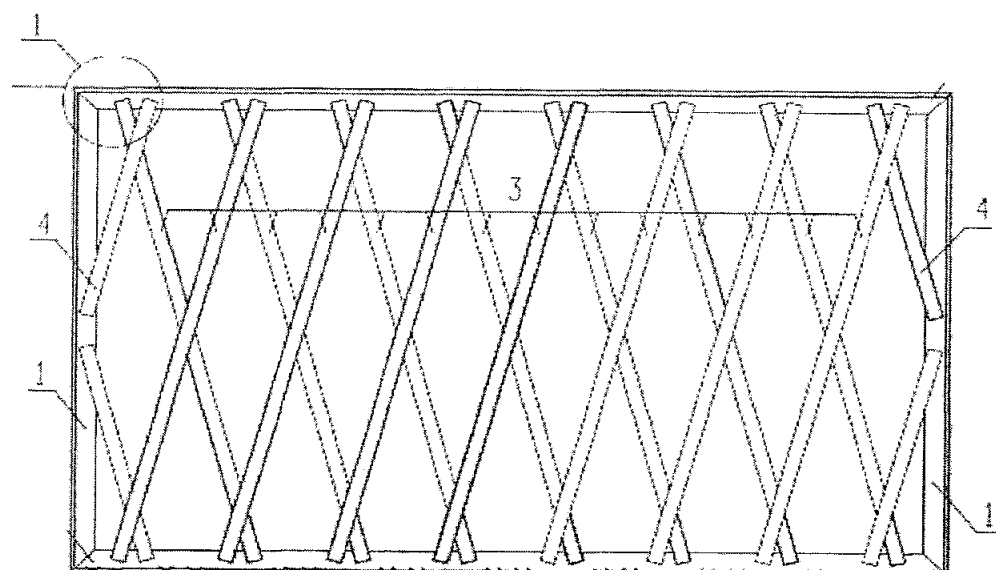
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

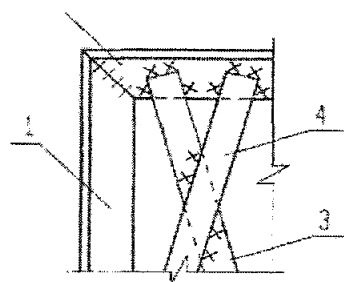
Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



1



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

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

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1.	Код региона РФ, зона строительства:
	– 1,2 зона ХМАО
2.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> Выполнить сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001ХМАО; Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №1). В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2). <p>Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы).</p> <p>При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).

	<ul style="list-style-type: none"> Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и exel).
3.	Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)
	<ul style="list-style-type: none"> Северная надбавка – 70%; Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;
4.	Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ
	<ul style="list-style-type: none"> средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД); борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	Затраты на осуществление авторского надзора
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР
	<p>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере:</p> <ul style="list-style-type: none"> до 2 % для объектов социальной сферы; до 3% для объектов производственного назначения; до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа
	<p>Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий;</p> <p>Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-408-0122;</p> <p>Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно ТСЦ-407-0021;</p>
9.	Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
10.	Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.
	– полигон ТБО г.Мегион
11.	Особые условия выполнения сметной документации
	<ul style="list-style-type: none"> Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство

автомобильной дороги отдельно.

- По каждому разделу ЛСР должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;
- При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающих условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат» дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;
- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.

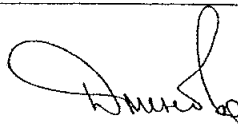
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38.;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех. часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборы за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключать основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.

	<ul style="list-style-type: none"> - При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь. - Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами. - Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы. - На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
12.	Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



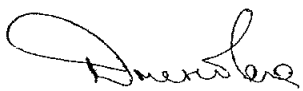
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова