форма 10

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

_____ А.М. Пятаев
«_21_» _____11_____ 2014 г.

Задание на проектирование № 166-14
по объекту **«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 203»**

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 203
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра. Нижневартовский район, лицензионный участок Ватинского месторождения нефти.
3.	**Основание для проектирования**
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
6.	**Разработчик проектной документации**
	Определяется в результате тендера
7.	**Стадия проектирования**
	Проектная документация, рабочая документация.
8.	**Требования к проектной организации**
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
9.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2017 г.
10.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11	**Потребность в инженерных изысканиях**
	Выполнить инженерные изыскания для строительства куста скважин № 203 с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог. Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. Обязательно согласовать: – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – 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 на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. **<u>Куст № 203</u>** 1-й этап строительства: -Автодорога на куст скважин № 203; 2-й этап строительства: - Обустройство 1-ой скважины К.203; - Нефтегазопровод К.203 – т.вр.К.222; - ВЛ-6кВ №1 на куст скважин № 203; 3-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.222 – т.вр.к.42; 4-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.42 - т.вр.К.253; 5-й этап строительства: - Высоконапорный водовод т.вр.К.53 - К.203; 6-й этап строительства: - ВЛ-6кВ №2 на куст скважин № 203; 7-й этап строительства: - Обустройство 2-ой скважины К.203; 8-й этап строительства: - Обустройство 3-ей скважины К.203; 9-й этап строительства: - Обустройство 4-ой скважины К.203; 10-й этап строительства: - Обустройство 5-ой скважины К.203; 11-й этап строительства: - Обустройство 6-ой скважины К.203; 12-й этап строительства: - Обустройство 7-ой скважины К.203; 13-й этап строительства: - Обустройство 8-ой скважины К.203; 14-й этап строительства: - Обустройство 9-ой скважины К.203; 15-й этап строительства: - Обустройство 10-ой скважины К.203; 16-й этап строительства: - Обустройство 11-ой скважины К.203; 17-й этап строительства: - Обустройство 12-ой скважины К.203; 18-й этап строительства: - Обустройство 13-ой скважины К.203; 19-й этап строительства: - Обустройство 14-ой скважины К.203; 20-й этап строительства: - Обустройство 15-ой скважины К.203; 21-й этап строительства: - Обустройство 16-ой скважины К.203; 22-й этап строительства: - Обустройство 17-ой скважины К.203; 23-й этап строительства: - Обустройство 18-ой скважины К.203; 24-й этап строительства: - Обустройство 19-ой скважины К.203;

25-й этап строительства:
- Обустройство 20-ой скважины К.203;

26-й этап строительства:
- Обустройство 21-ой скважины К.203.

27-й этап строительства:
- Обустройство 22-ой скважины К.203;

28-й этап строительства:
- Обустройство 23-ей скважины К.203;

29-й этап строительства:
- Обустройство 24-ой скважины К.203;

14. Основные технико-экономические показатели

Куст № 203 – 24 скважины

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 203	0,5	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
ВЛ-1 6кВ на куст скважин № 203	1,0	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий **(Приложение №2 к ТУ от 27.08.14г.).**
ВЛ-2 6кВ на куст скважин № 203	1,0	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий **(Приложение №2 к ТУ от 27.08.14г.).**
Нефтегазопровод К.203-т.вр.К.222	0,55	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий **(Приложение №1 к ТУ от 27.08.14г.).**
Нефтегазопровод т.вр.К.222- т.вр.К.42	1,65	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий **(Приложение №1 к ТУ от 27.08.14г.).**
Нефтегазопровод т.вр.К.42- т.вр.К.253	1,6	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий **(Приложение №1 к ТУ от 27.08.14г.).**
Высоконапорный водовод т.вр. К.53-К.203	3,5	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий **(Приложение №1 к ТУ от 27.08.14г.).**

Проектирование нефтегазопроводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

- Координаты первой скважины и НДС представлены в [illegible] от 27.08.14г.
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в [illegible]

	к ТУ от 27.08.14г. – Перечень скважин с указанием пусковых дебитов **Приложении №1 к заданию № 166-14** – Основные показатели разработки представлены в **Приложении №3 к ТУ от 27.08.14г.** – Планируемое погружное оборудование куста скважин № 203 представлено в **Приложении № 4 к ТУ от 27.08.14г.**
15.	**Требования к техническим решениям**
	Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства; – Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в **Приложении №7 к ТУ от 27.08.14г.** – Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм; – Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии; – Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в **Приложении №1 к ТУ от 27.08.14г.** – Требования к организации системы ППД куста № 203 Ватинского месторождения: Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 ^{кг}/см^2 , при необходимости проработать проектное решение по достижению проектного давления нагнетания. – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки. – При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком. – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар). – При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин; – Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком – Предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ; – Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых

электротехнических стойках и полках;

- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м. от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- 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 проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций.
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики.
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика.
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85).
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85).
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкосбрасываемые ограждающие конструкции (СП 4.13130.2013 п.6.2.5).
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторах, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течении 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-0,6,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 0,6М-02,М-05,М-07,W-09, W-01,W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).

  - перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02,М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).

  - перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).
- Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.

	По блокам ГЗУ и БМА: – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями. – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908) – В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении. (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.) Параметры здания блока ГЗУ: Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ Параметры здания блока БМА: Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ
16.	**Особые условия строительства**
	Новое строительство – Кустовая площадка №203 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8 к ТУ от 27.08.14г. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19). – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе – в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33).
17.	**Требования к режиму безопасности и гигиене труда**
	– 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 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
18.	**Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»**
	– 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.
19.	**Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций**
	– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. – Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	**Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности**
	– 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».
21.	**Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации**
	– 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 21.1101-2009. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
22.	**Материалы, представляемые Заказчиком**
	Приложение № 1 Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №203» от 27.08.14г.;

	Приложение № 2 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;
23.	**Срок выдачи проекта**
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
24.	**Срок выдачи тендерной документации**
	– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз
25.	**Количество экземпляров ПД/РД**
	– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организаци на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.
26.	**Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов**
	– Представить опросные листы в формате Заказчика. – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате excel. – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика; – 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).
27.	**Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР**
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации; – Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.xml, *.arp, *.xls.).
28.	**Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД**
	– Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.
29.	**Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании**
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
30.	**Перечень согласований с федеральными надзорными органами**
	– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
31	**Особые условия**
	– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих

труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.

- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;
- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo.
- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.
- Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки.
- При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика. Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:

№	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол-во	Примечание

Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК (запросить дополнительно).

Исполнитель:
Ведущий инженер отдела организации ПИР О.А. Плешко

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 166-14 по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 203»

Начальник УКСиРО _____ (подпись) Лещенко Е.В. "____"_____2014г.	Директор по капитальному строительству _____ (подпись) Николаев Д.А. "____"_____2014г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений _____ (подпись) Тухфатуллин И.Г. "____"_____2014г.	Главный инженер ВНГДУ _____ (подпись) Мережкин Р.А. "____"_____2014г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ _____ (подпись) Бабкин С.Н. "17"09 2014г.	Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций _____ (подпись) Анцелович О.В. "____"_____2014г.

Приложение N 1

УТВЕРЖДАЮ:
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений ОАО «СН-МНГ»

_____ **И.Г. Тухфатуллин**
«07» 08 **2014 г.**

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Ватинского месторождения нефти.
Куст скважин № 203».

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 203.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
6.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2019г.
7.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
8.	**Состав проектируемого объекта:**

Куст скважин№ 203 – 24 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 203	0,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №203 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,0	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №203 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,0	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.203 - т.вр.к.222 (Приложение № 1)	0,55	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.222 - т.вр.к.42 (Приложение № 1)	1,65	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.42 - т.вр.к.253 (Приложение № 1)	1,6	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.53 - к.203 (Приложение № 1)	3,5	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в **Приложении № 5;**
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в **Приложении №6;**
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 203:

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	203	гор. с МГРП	БВ19-22	130	76	30
		наги	БВ19-22	40	23	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30
		наги	БВ19-22	44	26	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	93	54	30
		водоз	ПК			
		наги	БВ19-22	48	28	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	97	56	30
		наги	БВ19-22	60	35	30
		водоз	ПК			
		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30
		наги	БВ19-22	56	33	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	154	90	30
		наги	БВ19-22	40	23	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30
		наги	БВ19-22	44	26	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	130	76	30
		наги	БВ19-22	60	35	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30
		наги	БВ19-22	52	30	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30
		наги	БВ19-22	56	33	30
		гор. с МГРП	БВ19-22	130	76	30
		наги	БВ19-22	60	35	30
			Сумма	1809	1052	
			Ср. Q	82	48	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3** Планируемое погружное оборудование куста скважин № 203 представлено в **Приложении № 4.**

9. Требования к техническим решениям

Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №7;**
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №8;**
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ППД куста № 203:
  Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, так же сеноманская вода от

водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки.

Давление нагнетания в пласт 180 кг/см2, при необходимости проработать проектное решение по достижению проектного давления нагнетания;

- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин»;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- 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 проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется

	подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; – Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85); – При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85); По блокам ГЗУ и БМА: – По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.); – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями; – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98) Параметры здания блока ГЗУ: – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ. Параметры здания блока БМА: – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
10.	**Особые условия строительства**
	– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 203 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
11.	**Требования к режиму безопасности и гигиене труда**
	– 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 . 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).
12.	**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»**
	– 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 ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».
13.	**Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций**
	– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	**Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности**
	– 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».
15.	**Материалы, представляемые Заказчиком**
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов». Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение». Приложение № 3 «Основные показатели разработки». Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование». Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС». Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины». Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений». Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».
16.	**Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД**
	– Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-

	МНГ».
17.	**Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании**
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	**Перечень согласований с федеральными надзорными органами**
	– 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».

Исполнитель:
Начальник ОПОМ ДПРПиОМ Д.В. Волков

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти.
Куст скважин № 203»

Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений _____ (подпись) Бессонов М.Н. "____"_____2014г.	Главный инженер Ватинского НГДУ _____ (подпись) Мережкин Р.А. "____"_____2014г.
Главный маркшейдер _____ (подпись) Новичков А.А. "____"_____2014г.	Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды _____ (подпись) Гортиков А.А. "____"_____2014г.

Приложение № 1
к ТУ от 27.08.14

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

_____М.Г. Разин
«__» _____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти.
Куст скважин № 203,253»

1. Месторождение, район строительства	Ватинское месторождение нефти. Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.203 - т.вр.к.222» Нефтегазопровод «т.вр.к.222 – т.вр.к.42» Нефтегазопровод «т.вр.к.42 – т.вр.к.253» Нефтегазопровод «т.вр.к.253 – УДР ВЦТП» Нефтегазопровод «к.253 – т.вр.к.253» Высоконапорный водовод «т.вр.к.53 – к.253» Высоконапорный водовод «т.вр.к.53 – к.233»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	**Этап 1. Нефтегазопровод «к.203 - т.вр.к.222»** От к.203 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ВЦТП Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 1809/1052 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом **Этап 2. Нефтегазопровод «т.вр.к.222 - т.вр.к.42»** От к.203,222 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ВЦТП Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 4123/1287 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом **Этап 3. Нефтегазопровод «т.вр.к.42 - т.вр.к.253»** От к.203,222,42 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора - ВЦТП Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 5261/1374 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

	Этап 4. Нефтегазопровод «т.вр.к.253- УДР ВЦТП» От к.203,253,222,42 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ВЦТП Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 6957/2231 Давление в точке подключения – 4 кгс/см2 Диаметр в точке подключения – 426мм **Этап 5. Нефтегазопровод «к.253 - т.вр.к.253»** От к.253 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ВЦТП Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 1696/857 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом **Этап 6. Высоконапорный водовод «т.вр.к.53 – к.253»** Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-4 на к.253 Объем жидкости Qж $м^3$/сут – 1500. Давление в точке подключения – 109кгс/$см^2$. Подключить к двум в/водоводам Ду 219мм и Ду168мм. **Этап 7. Высоконапорный водовод «т.вр.к.53 – к.203»** Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-4 на к.203 Объем жидкости Qж $м^3$/сут – 1500. Давление в точке подключения – 109кгс/$см^2$. Подключить к двум в/водоводам Ду 219мм и Ду168мм
5. 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 электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (внутреннее покрытие, ЭХЗ и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ГУ для трубной продукции согласовать с ДГТ. –Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям

	эксплуатации проектируемого объекта; –Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; –На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; –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, высоконапорного водовода не менее 14 лет; – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 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. При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; –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; –Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см2; –Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см2; –Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;

–Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°,30°,45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);

–Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

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

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

–Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку

–В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);

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

–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 препятствиями по обе стороны. –При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	**Охрана и безопасность труда.** - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. **По защите окружающей среды** - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	- Провести изыскания под проектируемый объект; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и с ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого

перспективному расширению предприятия	этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

Технические условия составил:
Руководитель группы ИиНТ ДТТ — С.П. Захаров

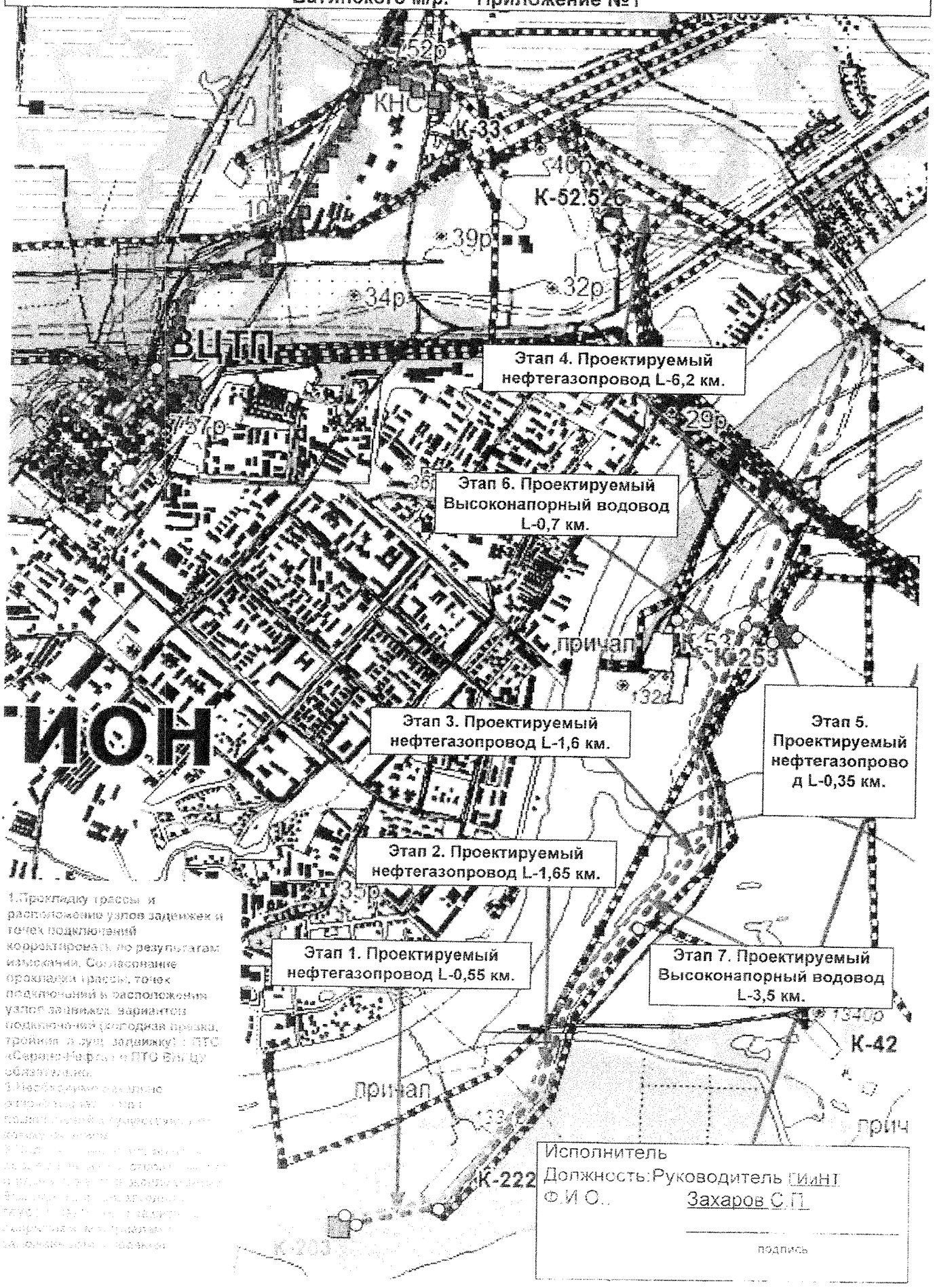
СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений ОАО «СН-МНГ» — М.Н.Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО СН-МНГ — Р.А.Мережкин

Главный инженер
управления «Сервис-нефть» ОАО СН-МНГ — Е.В.Тараненко

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов №203,253 Ватинского м/р. Приложение №1



1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений откорректировать по результатам изыскания. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (исходная врезка, тройник, существующую задвижку) с ПТС «Сарапульнефть» и ПТО ВЦТП обязательно.

2.Необходимо согласовать [illegible]

Исполнитель

Должность: Руководитель ПиНТ

Ф.И.О. Захаров С.П.

подпись

Приложение 2

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:

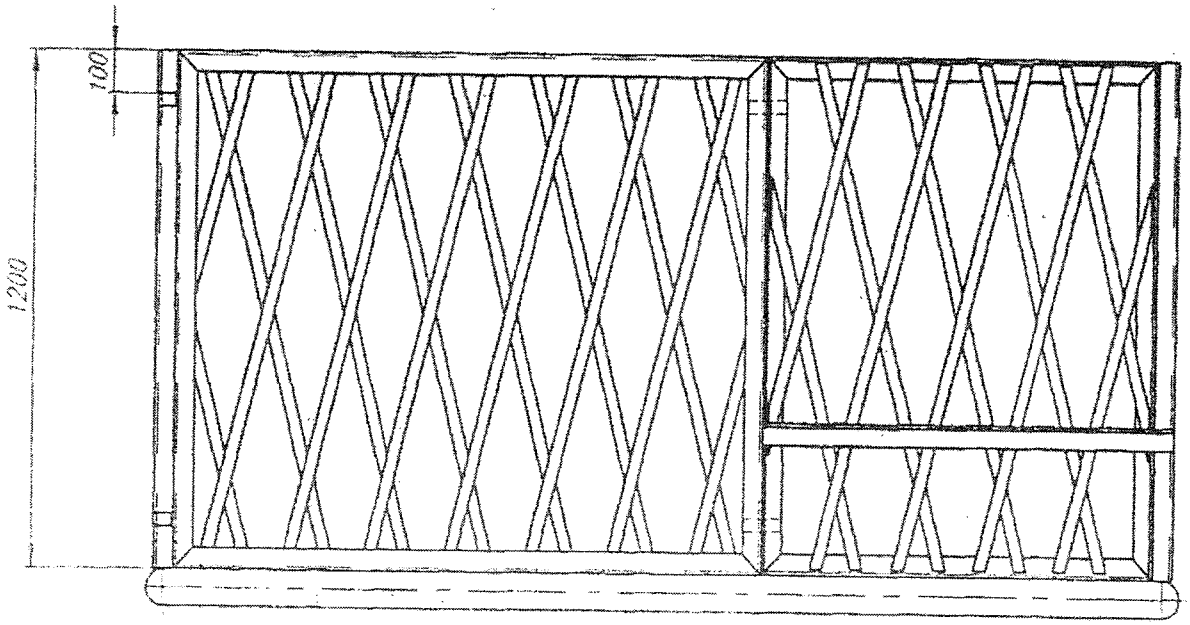
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

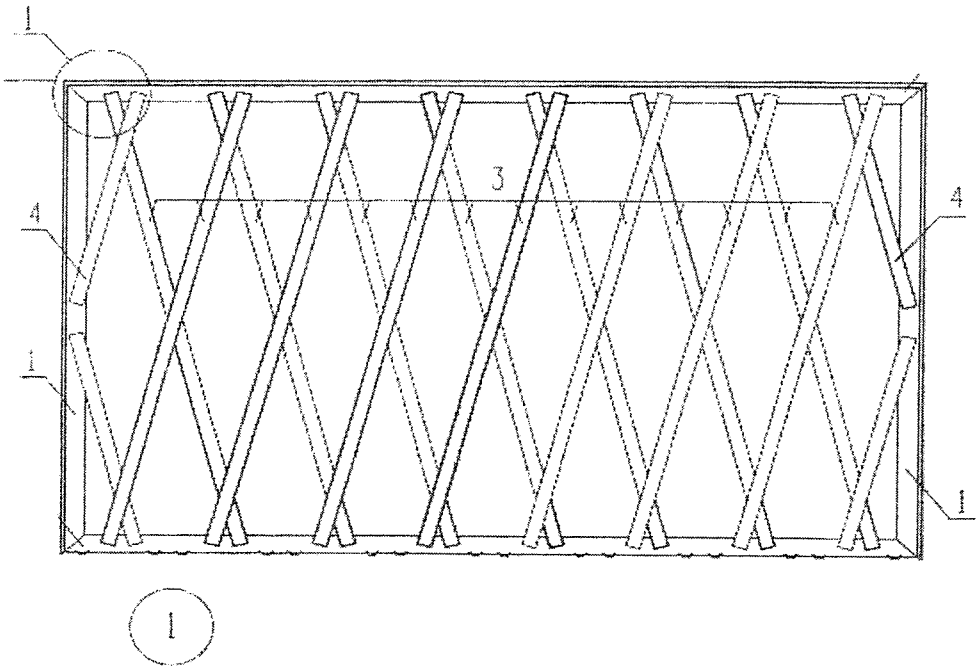
Газопроводы – желтый цвет;

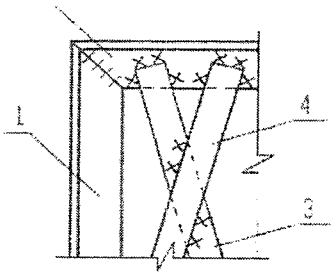
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения





СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

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

Приложение № 3

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

Р – давление проектное(кгс/см2)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

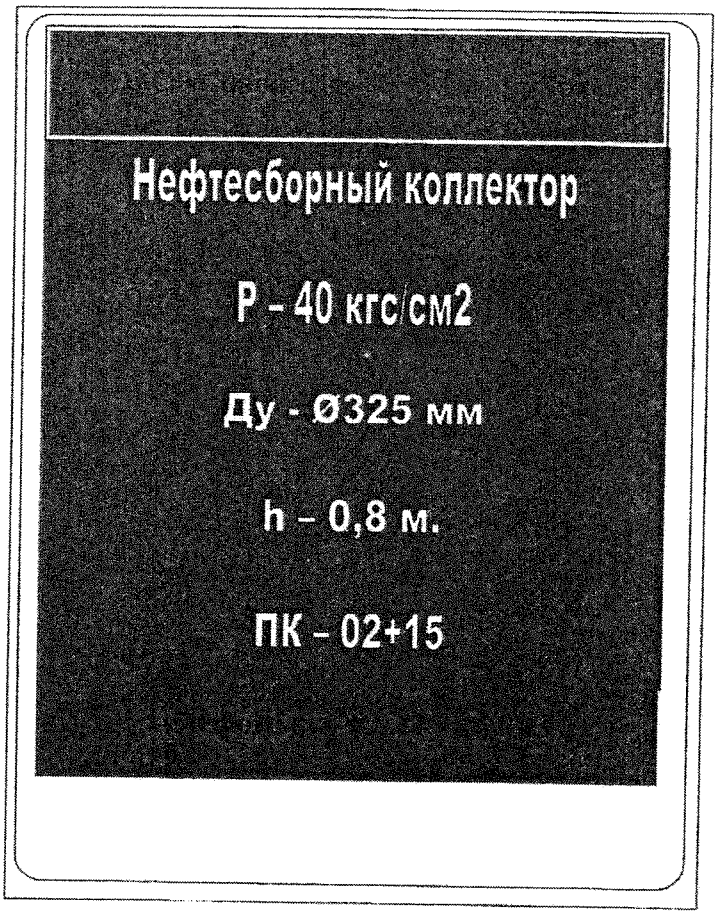
Телефон:

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

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



Приложение №2 к ТУ от 27.08.14

Приложение к письму №_____ от_____

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 170-2014 от 20.05.2014.
на электроснабжение КП-203 Ватинское м/р.

Запрашиваемая мощность – 2085 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-203 Ватинское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
   - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах в габаритах ВЛ-35кВ от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-203.
   - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
   - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
   - 6.4. Точки подключения: Существующая оп. №24 ВЛ-6кВ Ф-7,8 ПС-35/6кВ «Куст-53».
   - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-53» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
   - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-203 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
   - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
   - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
   - 6.9. Пункт АВР-6кВ на КП-203 с защитами на микропроцессорных устройствах типа БМРЗА и трансформаторами тока 300/5.
   - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
   - 6.11. КТПН-6/0,4кВ с БСК-0,4кВ производства Невского завода «Электрощит», ГК «Электрощит»-ТМ Самара или аналог. Технические характеристики КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
   - 6.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
   - 6.13. Защиту трансформаторов КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (ОПН-6кВ на приёмных порталах КТПН-6/0,4кВ).
   - 6.14. Узлы учёта электроэнергии на стороне 0,4кВ в КТПН-6/0,4кВ.
   - 6.15. Требования к узлам учёта:
     - 6.15.1. Разделение токовых цепей учёта электрической энергии от цепей измерения и защит;
     - 6.15.2. Выполнение токовых цепей учёта цельным кабелем от трансформаторов тока 0,4кВ до испытательной коробки (КИ-1) – без промежуточных клеммников;
     - 6.15.3. Защиту от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока;
     - 6.15.4. Трансформаторы тока класса точности 0,2S с возможностью пломбирования цепи 0,2S для учёта электрической энергии;
     - 6.15.5. Счётчики учёта электрической энергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АСТУЭ по GSM каналу;
     - 6.15.6. Обогрев узла учёта в холодное время года.

6.16. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».

6.17. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах, с установкой защиты ото льда и корчеходов. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».

6.18. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.

6.19. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

6.20. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».

6.21. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

6.22. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-203.

6.23. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

6.24. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-203 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.

6.25. Рекомендуется применение КЛ-0,4кВ на основе кабелей из сшитого полиэтилена.

6.26. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.

6.27. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.

6.28. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-7,8 ПС-35/6кВ «Куст-53» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН» **В.В. Долгушин**

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ» **В.Е. Сыровежкин**

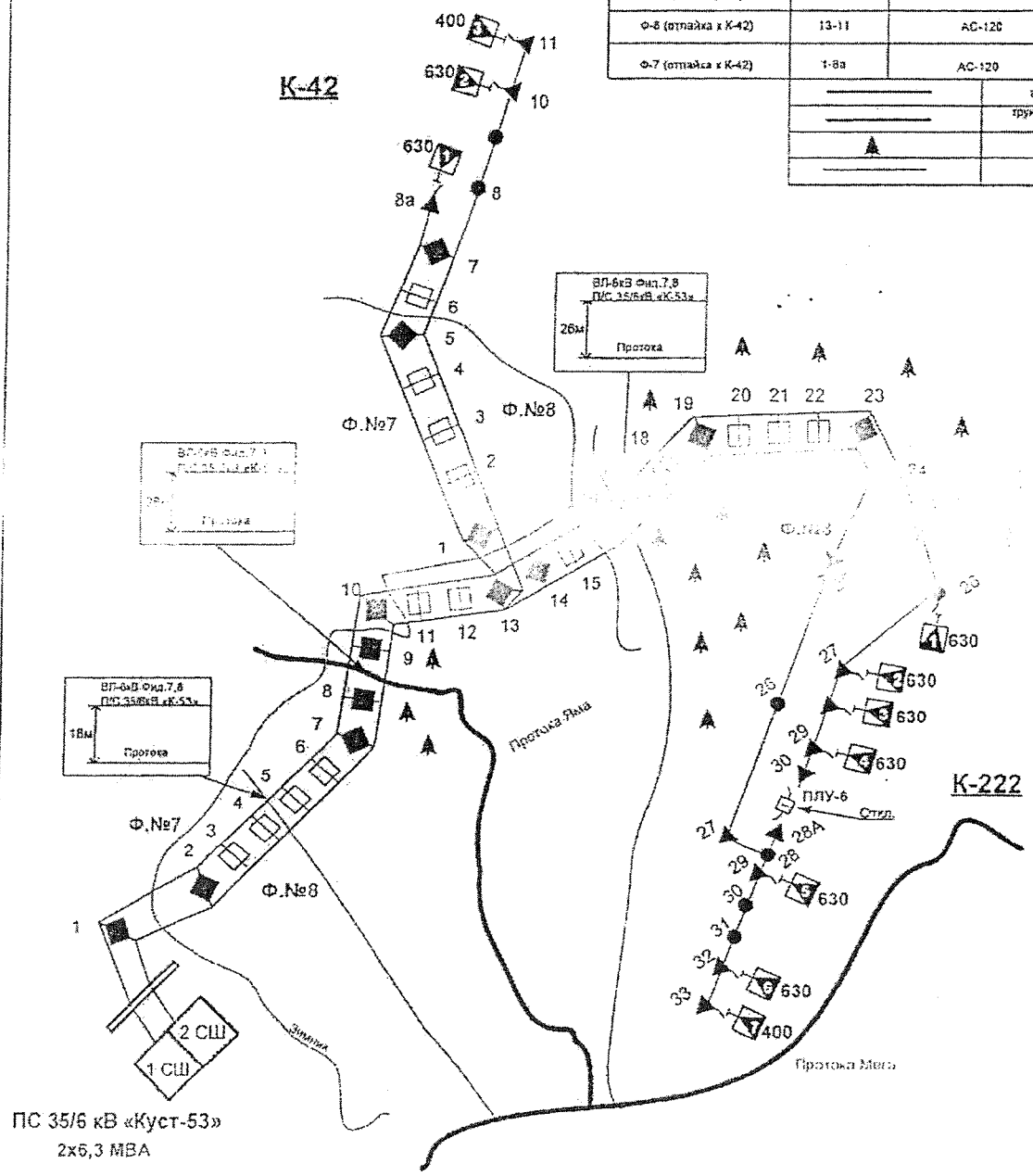
Валовая М.А.

Наименование	Место нахождения (РВО-6,ОПН-6)
	Вл 6кВ
РВО-6	
ОПН-6	
	КТПН 6/0,4
РВО-6	КТПН-1,2,3 Куст-42;КТПН-1,2,3,4,5,6,7 Куст-222;
ОПН-6	

Условные обозначения	Кол-во
Опоры типа П-35-2	18
Опоры типа П110-4+4	2
Опоры типа УАТ-10-1	14
Опоры типа У35-2	13
	1
мет. пром опора ст. труба	2

Наименование участка	Пролет опор	Марка и сечение проводов	Длина участка
Ф-8 (магистраль)	1-33	АС-120	4,56 км
Ф-7 (магистраль)	1-30	АС-120	4,5 км
Ф-8 (отпайка к К-42)	13-11	АС-120	1,0 км
Ф-7 (отпайка к К-42)	1-8а	АС-120	0,9 км

	автодорога
	грунтов. Автодорога (Зимник)
	лес
	Река



Лист		Ф. И. О.	Дата	Подпись	Ф-7 01- 006-ВЛ-043 Ф-8 01- 006-ВЛ-044	
					ВЛ-6кВ Ф-7, Ф-8 ПС 35/6 кВ "Куст-53" Поперечная схема.	Литер
Главный инженер проекта		Добродин В.В.				Лист
Зам. главн. инженера по СУ		Петров А.Ю.				
Начальник ПТО		Марченко А.Н.			ООО «МЭН»	с/р № 1
Начальник СР № 1		Колюхов А.А.				
Выполнил		Конищев Д.В.				

Динамика основных показателей разработки КП 203 Ватинского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2015-2024
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	14
1	КП 203											
1	Общий фонд скважин, шт	11	24	24	24	24	24	24	24	24	24	**24**
	в т. ч. - добывающих	6	14	11	11	11	11	11	11	11	11	**11**
	- нагнетательных	3	8	11	11	11	11	11	11	11	11	**11**
	- водозаборных	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	**2**
2	Добыча нефти, тыс.т	59,5	157,1	156,7	120,3	112,5	105,2	98,6	92,2	86,6	81,4	**1 070,1**
3	Добыча жидкости, тыс. т	113,3	338,5	431,7	428,2	428,2	428,2	429,4	428,2	428,2	428,2	**3 881,9**
4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	41,1	268,5	527,5	550,1	550,1	550,1	551,6	550,1	550,1	550,1	**4 689,0**
5	Ресурсы газа, млн.м3	5,35	14,13	14,10	10,83	10,12	9,47	8,88	8,29	7,80	7,33	**96,3**

Начальник ОП и МПР

А.М. Горбань

Приложение № 3
к ТКП 05 01.00.ТКП

Проектные данные по КП № 203 Ватинского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газо-содерж-е	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк	нефти					
						с отраб	без отраб		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
	Ватинское НГДУ														
1	Ватинское	203	$БВ_{19-22}$	24	11	11	0	2	1809	1052	1500	$БВ_{19-22}$ - 180	$БВ_{19-22}$ - 90	$БВ_{19-22}$ - 90	ЭЦН
1	Итого по месторождению														

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ДГиН ОАО " СН-МНГ" Юрков И.С.

Начальник ОПиМПР ДПГТМ ОАО " СН-МНГ" Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 203 Ватинского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	203	гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	130	76	30
		наги	$БВ_{19-22}$	40	23	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	103	60	30
		наги	$БВ_{19-22}$	44	26	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	93	54	30
		водоз	ПК			
		наги	$БВ_{19-22}$	48	28	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	97	56	30
		наги	$БВ_{19-22}$	60	35	30
		водоз	ПК			
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	103	60	30
		наги	$БВ_{19-22}$	56	33	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	154	90	30
		наги	$БВ_{19-22}$	40	23	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	103	60	30
		наги	$БВ_{19-22}$	44	26	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	130	76	30
		наги	$БВ_{19-22}$	60	35	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	103	60	30
		наги	$БВ_{19-22}$	52	30	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	103	60	30
		наги	$БВ_{19-22}$	56	33	30
		гор, с МГРП	$БВ_{19-22}$	130	76	30
		наги	$БВ_{19-22}$	60	35	30
			Сумма	1809	1052	
			Ср. Q	82	48	

Приложение №4
к ТУ от 27.08.14г

Перечень скважин КП №203 Ватинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Ватинское	***	203	гор. с МГРП	БВ19-22	130	76	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	40	23	30	5-45-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	44	26	30	5-45-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	93	54	30	5-125-2300	90
	***		водоз	ПК				5а-800-1900	300
	***		наг н	БВ19-22	48	28	30	5-50-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	97	56	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	60	35	30	5-60-2300	45
	***		водоз	ПК				5а-700-1900	300
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	56	33	30	5-60-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	154	90	30	5-160-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	40	23	30	5-45-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	44	26	30	5-45-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	130	76	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	60	35	30	5-60-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	52	30	30	5-50-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	103	60	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	56	33	30	5-60-2300	45
	***		гор. с МГРП	БВ19-22	130	76	30	5-125-2300	90
	***		наг н	БВ19-22	60	35	30	5-60-2300	45

Приложение N 5
к ТУ от 27.08.14

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР
ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

27 августа 2014 г.
На № _____

№ АН-456
от _____ 2014 г.

Начальнику ДПРПиО
ОАО «СН-МНГ»
М. Н. Бессонову

Об исходных данных по кустовым площадкам

Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст, включенный в план эксплуатационного бурения.

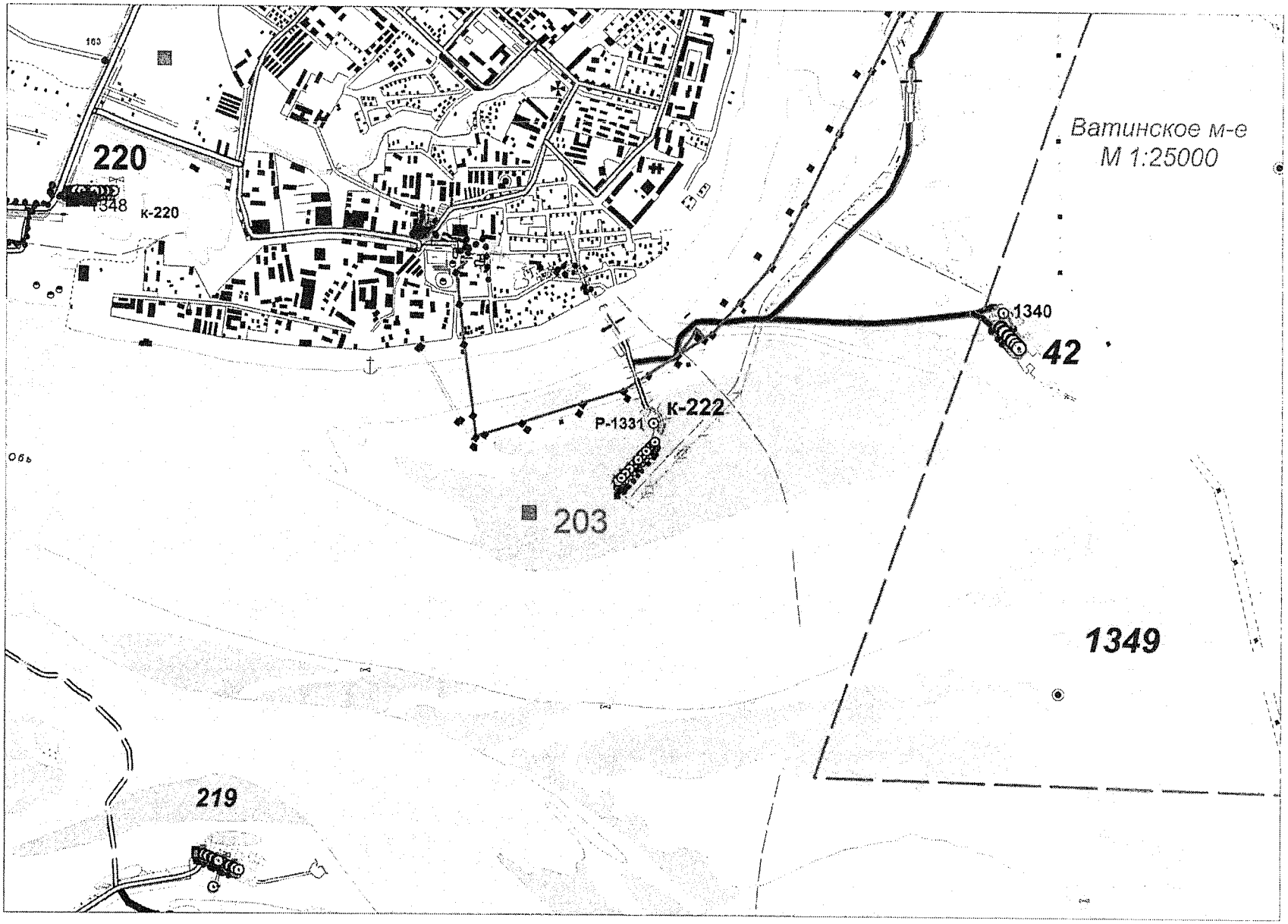
Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож-дение	Координаты X	Координаты У	НДС
1.	203	Ватинское	757261	395004	43°.

Главный маркшейдер **А. А. Новичков**

Начальник департамента геологии и недропользования **М. Ф. Старицын**

Исп. Данченко О. Н.
Тел. 46-991


Ватинское м-е
М 1:25000
220
1348
к-220
1340
42
К-222
Р-1331
203
1349
219
Обь

Приложение №6
к 79 от 27.08.14г.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-20-70, факс (34643) 4-90-50

8 мая 2014г. № ДТ-46/509
На № _____ от _____ 2014г.

Начальнику ДНПТ и Т
ОАО «СН-МНГ»
Бессонову М.Н.

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

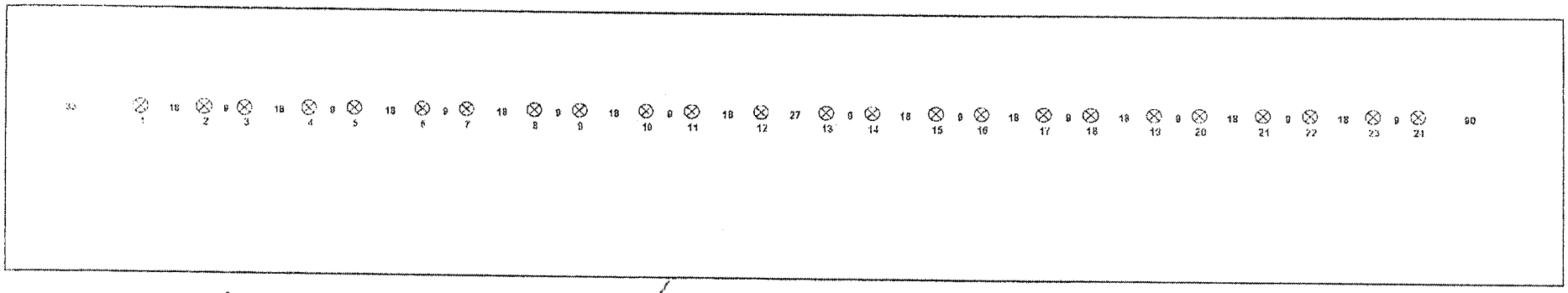
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количество шлама со скважины:

1. КП № 42, 203, 253 Ватинского м/р – н/н скв.-1200м^3, гор.скв-2200 м^3;
2. КП № 5 (расширение), 6, 7, 10, 11, 21 Чистинного м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
3. КП № 21, 44, 60, 105, 106 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
4. КП № 27 Западно-Усть-Балыкского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
5. КП № 8, 32, 44 Кетовского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
6. КП № 11, 12, 14, 29 Западно-Асомкинского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
7. КП № 8, 10 Ачимовского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
8. КП № 125(расширение), 186 Аганского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
9. КП № 20 Островного м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
10. КП № 4 бис Лугового м/р – н/н скв.-1300м^3, гор.скв-2300 м^3;
11. КП № 10 Южно-Аганского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
12. КП № 33, 55(расширение) Покамасовского м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2500 м^3;
13. КП № 67, 69 Северо-Покурского м/р – н/н скв.-1300м^3, гор.скв-2300 м^3.

С уважением,
Начальник ПТО **А.Н. Терешун**

ДИ, Уразаев
49-150

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА № 203 ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
по состоянию на 06.05.14г



Начальник ДСС ОАО "СН-МНГ" Брюхов Д.А.

Гл. специалист ПТО ДСС ОАО "СН - МНГ" Уразаев Д.И.

Приложение N 7
к ТУ от 27.06.14

27.06.2014

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 203».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 203», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Определение основных технических условий для проектирования автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) произведено на основании и с учетом следующих материалов:

-ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

-Приказ № 101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

-ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 203 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 203» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CTM ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 1 Ватинского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по двухуровневому иерархическому принципу.

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога.

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных насосных агрегатов.

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти Ватинского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

Нижний уровень:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;

– сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;

– сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);

– контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 203:

1. Скважины с ЭЦН

– местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по двум линиям связи: типа «сухой контакт» и интерфейс «RS 485»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

Замерная установка «АГЗУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

– блок технологический (БТ);

– блок аппаратурный (БА).

В состав блока аппаратурного входят:

– станция телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

– станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

– микроконтроллер «СТМ-ZKM»;

– блок эл. питания контроллера

– блок эл. питания радиостанции;

– радиостанция Motorola GM 340

– разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485:

– поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;

– автоматическое и ручное управление процессом измерения;

– вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее - ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);

– текущие показания датчиков;

– временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);

– расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;

– исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);

– автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

1) Аварийные сигналы:

– выход рабочего давления установки за предельные значения;

– загазованность 20% в БТ;

– предельная загазованность 40% в БТ;

– отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;

– низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);

– отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
– выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
– выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
– выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
– несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
– положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
– положение ПСМ;
– номер скважины на замере;
– текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:
– контроль давления на выходном коллекторе;
– контроль температуры воздуха в БТ;
– контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
– контроль температуры воздуха в БА;
– контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

3. *Установка дозирования химреагентов УДХ*

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

– контроль за состоянием дозировочных насосов;
– контроль текущего уровня реагента;
– контроль температуры химреагента;
– контроль температуры в блоке;
– контроль загазованности;
– сигнал о состоянии силового электрооборудования;
– сигнал о несанкционированном доступе;
– сигнал о пожаре в блоке;

4. *Закачка рабочего агента в пласт*

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Взлет ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 203.

5. *Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин*

Проектом предусмотреть:

- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
- вывод информации о состоянии обогревателей вывести на систему ТМ посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом.

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50^0 С со степенью защиты IP 65.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
- расположение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
- точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 203.

Предусмотреть максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков должна быть выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь Разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ».

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, должны быть выполнены только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи должны иметь унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-Ia электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МП3-У» и «МП4-У», ОАО «Манотомь» г. Томск.

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления с индикацией типа JUMO dTRANS p02.

Контроль уровня

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры (использовать ТСМУ -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (для каждого из блоков применить регулятор ОВЕН ТРМ1 производства фирмы «ОВЕН»).

Приложение №1,2:

Автоматизированная система отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист.

Обеспечение взрывозащищенности

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

Электропитание технических средств АСУ ТП

Для электропитания шкафов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Предусмотреть возможность подключения дополнительных электропотребителей мощностью до 3 кВт с применением автоматических выключателей. Подвод электропитания предусмотрен электротехнической частью проекта.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 203:

- замерная установка (БТ);
- блок аппаратурный (БА);

В блоке технологическом автоматизированной замерной установки предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок технологический установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке установки дозирования химреагентов предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок дозирования установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке аппаратурном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-3СУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-3СУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РИП-12»

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

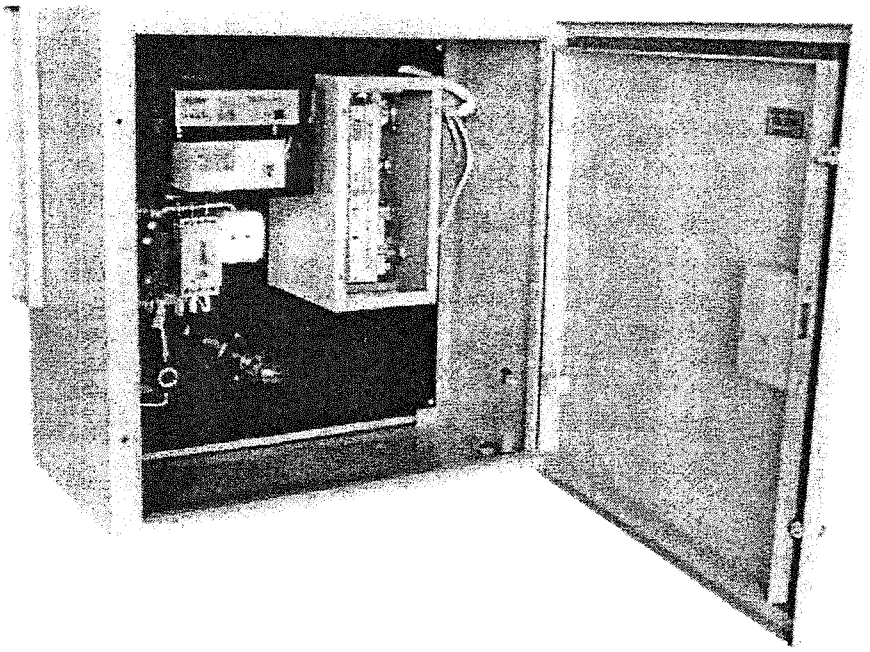
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленый в помещении блока аппаратурного и далее посредством CTM-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 203.» **до 27.06. 2015г.**

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

Приложение №1,1



Станция СТК-ZK реализует:

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность раздельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

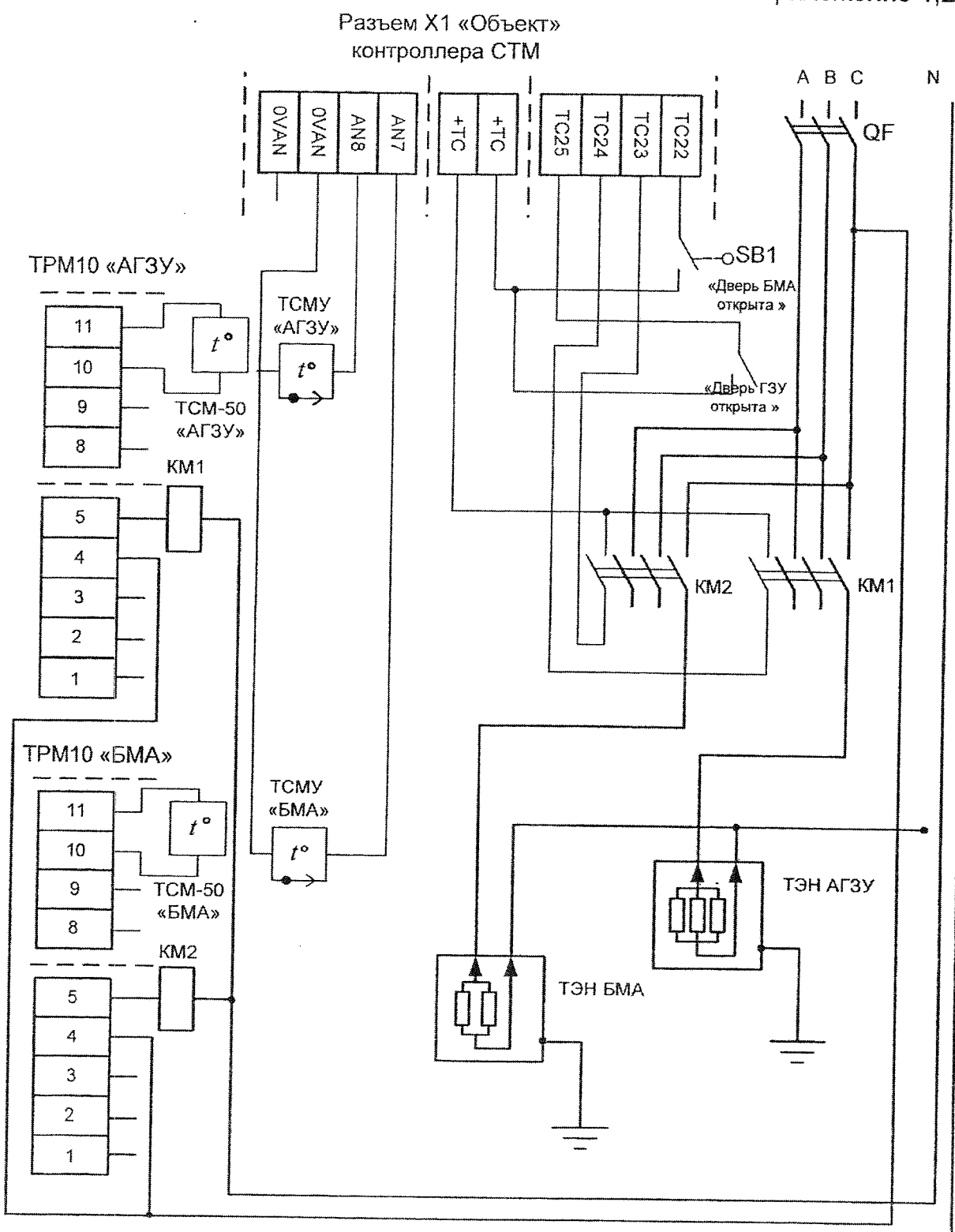
Масса, кг, не более: 40

Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Приложение 1,2



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.
Схема внешних соединений.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ

ДЛЯ ОБЪЕКТА

ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 203.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CTM ZKM и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствие с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящая в комплект БА.

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,4125 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 20 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
- расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 327-08-0214 от 08.05.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 203.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА С.В. Наливайко

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д.7, стр. 2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-77-30

_____ 200__г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 327-08-0214

От 08.05.2008 (дата выдачи) Срок действия до: 01.01.2016 (дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее – пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиоэлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул., д. 8, г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 31.01.2008 № АК-260/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 25.12.2007 № 07-3-022688 и приказ Россвязьохранкультуры от 08.05.2008 № 327.

Приложение: условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 2 л. в 1 экз.

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи А.А. Панков

Примечание: Настоящее разрешение без условий использования радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.

Приложение
к разрешению на использование радиочастот или радиочастотных каналов от 08.05.2008 № 327-08-0214

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

1. Общие условия использования радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с законодательством Российской Федерации и иными нормативными правовыми актами.

1.1. Места установки, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотные каналы должны соответствовать частотно-территориальному плану, приведенному в настоящем разрешении.

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцам РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Использование радиочастот разрешается при условии непредъявления претензий на помехи от РЭС Минобороны России и исключения помех работе данных РЭС.

3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного средства (сети).

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи	приема
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Нижневартовский рн, Ватинское месторождение 61N06 76E06	20,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4125	160,4125
Стационарные АС	В радиусе 30 км от БС-1	до 20,0	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4125	160,4125

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере
массовых коммуникаций, связи и охраны
культурного наследия

А.А. Панков

Всего прошито, пронумеровано, скреплено печатью 3 листа(-ов)
Зам. начальника отдела ведения реестра частных присвоений

Приложение №8
к ТУ от 27.08.14г.

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №203»
(полное наименование объекта)

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ Югры, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок.
(адрес расположения объекта)

№ п/п	*Признаки*	*Идентификация по признакам*	*Примечание*
Куст скважин №203 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтесбор от куста скважин №203 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	

2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №203			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
		ВЛ-6кВ на куст скважин №203	
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
		Автомобильная дорога на куст скважин №203	
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Начальник ОПОМ ДПРПиОМ **Д.В. Волков**

Приложение №9

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Ватинского месторождения

Показатели	эксплуатационные объекты											
	АВ1/1+2	АВ1-2	АВ3	АВ4	АВ5	АВ6	АВ7	АВ8	БВ0	БВ1	БВ2	БВ3
Средняя глубина залегания кровли (абс.отметка), м	1682-1735	1690-1752	1740-1767	1741-1780	1766-1773	1719-1817	1821-1868	1845-1869	1865-1912	1888-1936	1914-1937	1933-1969
Тип залежи	пластово-сводовый		пластово-сводовый, литологически экранированный		пластово-сводовый				пл.-свод., лит экр-ный	пластово-сводовый		
Тип коллектора	терригенный											
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс м^2	485121	464173	10740	7167	6621	4562	7295	6194	18196	15368	3458	5003
Средняя общая толщина, м	5,9	3,8-12,3	7,5	10,6	21,4	22,1	12,8	16,2	2,2-5,3	4,2-12,5	15,9	10,3-15,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,3	10,8	2,8	3,1	6	6,8	3,9	5,4	5,5	7,8	4,9	6,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,23	0,24	0,22	0,22	0,23	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,39	0,53	0,54	0,6	0,64	-	0,62	0,59	0,62	0,64	-	0,6
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	-	0,52	0,53	0,59	0,67	0,62	0,55	0,57	0,51	0,54	0,55	0,56
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	3,1	69-401,5	218	166,5	296	302	165	216	45,6-297	77-212,8	482	51,7-298
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,77	0,72	0,68	0,56	0,61	0,67	0,56	0,6	0,79	0,71	0,82	0,58
Расчлененность	2,2	3,6	3,2	4,2	6,3	7,9	4,7	5,2	2,1	2,9	4,8	4,3
Начальная пластовая температура, °С	70	72	75	-	-	-	80	80	80	80	81	82
Начальное пластовое давление, МПа	17,4	17,4	17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,6	19,2	19,2	19,4	19,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	2	2-2,31	1,89	-	-	-	1,36	1,17	1,51	1,02	-	1,72
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа*с	-	-	-	8,69		13,15	-	8,94	10,44	10,12	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3	0,803	0,789-	0,788	-	-	-	0,762	0,793	0,738	0,777	0,726	0,765
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,842	0,842	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Абсолютная отметка ВНК, м	1690	1690	1701	1720	1738	1763	1813	1817	1857	1876-1881	1882	1908-1912
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,15	1,15	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Содержание серы в нефти, %	0,91		1	1,45	1,45	1,42	1,42	0,93	0,79	0,71	0,71	0,71
Содержание парафина в нефти, %	3,4	2,31-3,8	-	2,9		3,4	-	3,2	2,5		-	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4	7,48	7,2	7,2	7,2	7,2	8,9	7,4	7,9	8,8	6,7	7,6
Газовый фактор, м^3/т	45	45	45	45	45	41	41	44	44	44	44	44
Содержание сероводорода, %:	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,013		-	1,012		1,014	-	-	-	1,01	-	
Сжимаемость, 1/МПа*10^{-4}												
нефти	-	-	15	-	-	-	-	11,8	12,3	13,6	16,9	12,8
воды	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
породы	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,475	0,531	0,603	0,607	0,624	0,618	0,603	0,624	0,684	0,655	0,665	0,626

Окончание табл 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Ватинского месторождения

Показатели	эксплуатационные объекты							
	БВ4	БВ5	БВ6	БВ7	БВ8	БВ19-22	ЮВ1	ЮВ2-4
Средняя глубина залегания кровли (абс.отметка), м	1966-2009	2003-2046	2036-2122	2071-2108	2114-2195	2325-2488	2408-2542	2460-2528
Тип залежи	пл.-свод., лит.экр-ный	пластово-сводовый		пл.-свод., лит.экр-ный	пластово-сводовый	пластово-сводовый, тектонически и литологически экранированный		
Тип коллектора	терригенный							
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м^2	7456	1459	51244	5092	161616	133593	160620	1979
Средняя общая толщина, м	5,8-18	12,6	13,6	6,6-8	13,5-21,6	13,5-15,67	8,7-13,9	2,8-3,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,3	2,6	6,5	3,7	16,2	10,6	7	3,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,22	0,21	0,22	0,21	0,18	0,17	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,55	-	0,61	0,55	0,66	0,6	0,56	0,47
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,53	0,54	0,6	0,52	0,62	-	0,54	0,46
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	37,6-180	340	222,8	28,3-142,8	68,3-408,3	10,5-14,9	22,4-52,1	4,7-11,9
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,71	0,84	0,79	0,69	0,8	0,55	0,75	0,9
Расчлененность	4,3	3,9	4,4	2,2	5,4	4,4	3,4	1,5
Начальная пластовая температура, °С	85	85	87	87	80-88	90	96	
Начальное пластовое давление, МПа	19,9	20,9	21	21	21,5	24,5	25	26
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	1,63	-	1,3	0,99	1,05	-	1,01	-
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа*с	-	-	9,1	5,21	6,18	-	4,02	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3	0,750	0,820	0,784	0,737	0,736	0,734	0,631	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3	0,842	0,842	0,846	0,840	0,833-0,840	0,831	0,831	0,831
Абсолютная отметка ВНК, м	1945-1954	1967-1982	2018-2071	2025-2053	2130-2134	2308-2421	2392-2486	2440-2474
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,08	1,12	1,12	1,24	1,24	1,34	1,34	1,34
Содержание серы в нефти, %	0,71	0,71	1,03		0,89	0,45	1,8	0,47
Содержание парафина в нефти, %	-	-	3,16	-	3,14	-	3,1	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	7	7,4	9	8,8	10	5,3	9,5	9,5
Газовый фактор, м^3/т	46	43	43	73	73	90	90	90
Содержание сероводорода, %:	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	-	1,014	-	-	1,018	-	-	-
Сжимаемость, 1/МПа*10^{-4}								
нефти	10,4	9,5	15,4	14,8	13,9	-	14,5	-
воды	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
породы	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,626	0,655	0,652	0,658	0,684	0,594	0,574	0,482

Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти

Пластовый объект	Количество исследований		Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Температура кипения, °С	Объемный коэффициент нефтяной части пластовой смеси	Плотность нефти в пластовых условиях / плотность в стандартных условиях	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Коэффициент сжимаемости нефти, 10^{-4}/МПа	Коэффициент растворимости газа в нефти, $м^3/т \cdot МПа$	Температура пластовая, °С	Температура начала кипения, °С	Содержание смолистых веществ, % масс. при температуре °С					Содержание серы в нефти, % масс.	Содержание серы					
	сенонская	юрская												10	150	200	250	300		асфальтенов	сернистых соединений				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
АВ1-1	29	54	17,1	80	7,4	45	1,143	801,660	226	-	-	6	-	18	16	17	18	19	20	2,2	2,2	0,2	2,2	-	2,2
АВ2-1	6	11	17,4	82	7,4		1,136	799,860	164	-	-		-	20	19,2	19,5	-	19,5	20	2,3	2,3	0,2	2,3	-	2,3
АВ2-2										-	-		-	21	20	20	-	20	2,6	2,6	0,1	2,6	-	2,6
АВ4		-	19,2	78	7,2		1,145	788	1,88	-	-		-	30	32	30	-	32	2,2	2,2		2,2	0,32	2,2
АВ4	1	1	-	-	-	45	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-						
АВ5			-	-	-	45	-	-	-	-	-	6	-	1,0	1,0	1,0		1,0	2,6	2,4		2,2	0,6		
АВ6	1	1	-	-	-	45	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	2,6	5,4		2,4	0,4		
АВ7		-		80	8,2	41	1,196	762842	70	-	-	4	-	1	1	1	-	1	2,2	3,1		1	0,4		
АВ8		1	2,6	-	7,4	41	1,148	79[illegible]	-	-	-	23	-	-	-	-	-	-					0,2		
АВ9-1	1	1	19,2	80	7,9	45	1,254	735 850	1,5	-	-	-	-	1	1	1	-	1	2,3	3,6		2,2	0,01		
АВ9-2			19,2	80	7,9					-	-		-	1	1	1	-	1	2,3	3,7		2,1	0,2		
БВ9-2			19,2	80	7,9					-	-		-	1	1	1	-	1	2,8	5,1		2,1	0,12		
БВ1-1	1	1	19,2	89	5,8		1,190	777,569	1,03	-	-		-	1	1	1	-	1	2,3	3,7		2,2	0,21		
БВ1-2	1	1	19,2	89	5,8					-	-		-	1	-	1	-	1	2,3	2,6		2,2	0,1		
АВ2				81	8,2	44	1,280	726	1,52	-	-		-	-	-	-	-	-					0,2		
ВВ1-1		-	19,6	82	7,6	44	1,332	765,862	1,72	-	-		-	-	-	-	-	-					0,2		
ВВ1-2		-								-	-		-	-	-	-	-	-					0,2		
ВВ2-1			19,9	85	7	46	1,275	750,842	1,23	-	-		-	-	-	-	-	-					0,2		
ВВ2-2										-	-		-	-	-	-	-	-					0,2		
ГА3			20,9	85	7,9	47	1,098	820	1,99	-	-		-	-	-	-	-	-					0,2		
БВ6	4	4	21	87	9	42	1,132	784,840	1,30	-	-	8	-	1	4	1	-	4					0,2		
БВ7а			21	87	8,8	33	1,121	775	0,99	-	-		-	1	1	1	-	1	2,2	2,2		2,2	1,0		
БВ9	1	1								-	-		-	-	-	-	-	-	2,9	3,1			0,2		
ВВ1-2	43	56	21,5	88	9,7	53	1,107	786,836	1,15	-	-		-	21	43	43	-	43	2,8	3,1			0,2		
БВ1-26						45				-	-		-	-	-	-	-	-	2,7	3,1			0,2		
БВ2-26	2	1	21,5	90	8,3	50	1,155	784	1,12	-	-		-	1	1	1	-	1					0,25		
БВ1-6	9	15	23	90	9,5	50	1,138	797,811	1,15	-	-	40	-	10	10	10	-	10	1,6	3,2		2	0,2		
БВ1-7										-	-		-	10	10	10	-	10	1,1	4,2			0,3		
ХВ1-2						89				-	-		-										0,3		
БВ2						90				-	-		-										0,4		
БВ2						90				-	-		-										0,4		

[illegible]

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание в %)

Наименование	АВ1				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		при дифферен. разгазир. пласт. нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,59	0,01	0,47	0,01	0,25
Азот+редкие	0,66	0,00	0,17	0,00	0,10
в том числе:	-	-	-	-	-
Гелий	0,005	-	-		-
Метан	72,93	0,11	85,36	0,13	23,19
Этан	4,28	0,11	4,03	0,37	1,46
Пропан	7,13	0,67	4,38	1,71	2,31
изобутан	3,35	0,77	1,34	1,42	1,40
н-бутан	6,31	2,69	2,14	3,30	3,09
Изопентан	2,03	1,82	0,55	2,19	1,73
н-пентан	2,02	2,59	0,60	3,90	2,48
Гексаны	-	-			-
Гептаны	-	-	-	-	-
Остаток (C₈+высшие)	1,22	91,51	0,52	82,77	64,11
Молекулярная масса	21,67	233	20,11	227	165
Молекулярная масса остатка				-	-
Плотность:			-	-	-
газа кг/м³				-	-
газа относительная (по воздуху), доли ед.		-		-	-
нефти кг/м³	1,056	866	0,853	869	801

Наименование	АВ7				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		при дифферен. разгазир. пласт. нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,21		0,32	0,01	0,06
Азот+редкие	1,27	-	1,38	0,00	0,36
в том числе:	-	-	-	-	-
Гелий	-	-	-		-
Метан	68,64	0,18	75,92	0,17	18,41
Этан	5,73	0,19	4,20	0,45	1,70
Пропан	12,19	1,21	7,95	3,74	4,52
изобутан	3,46	0,94	1,58	2,03	1,74
н-бутан	6,92	3,13	3,04	5,63	4,65
Изопентан	1,84	2,10	0,55	2,12	2,20
н-пентан	1,96	3,68	0,63	3,97	3,32
Гексаны	-	-	-	-	-
Гептаны	-	-	-	-	-
Остаток (C₈+высшие)	1,41	88,86	0,43	81,31	63,01
Молекулярная масса	25,55	202	22,26	190	145
Молекулярная масса остатка	-		-	-	-
Плотность:	-	-	-	-	-
газа кг/м³	-	-	-	-	-
газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-	-	-	-
нефти кг/м³	1,397	853	0,923	844	762

Наименование	БВ0+БВ1				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		при дифферен. разгазир. пласт. нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,47	0,00	0,32	0,01	0,09
Азот+редкие	0,35	0,00	0,66	0,00	0,16
в том числе:	-	-	-	-	-
Гелий	-	-	-	-	-
Метан	63,40	0,28	78,59	0,15	20,75
Этан	6,93	0,14	5,41	0,44	1,74
Пропан	12,13	1,31	7,96	3,18	4,45
изобутан	4,07	1,06	1,76	1,93	1,99
н-бутан	7,95	2,44	3,37	5,32	4,52
Изопентан	2,12	2,39	0,66	2,62	2,10
н-пентан	1,96	3,64	0,76	3,98	3,14
Гексаны	-	-	-	-	-
Гептаны	-	-	-	-	-
Остаток (C₈+высшие)	0,77	87,03	0,53	82,40	60,89
Молекулярная масса	26,15	222	22,54	196	159
Молекулярная масса остатка		-	-	-	-
Плотность:	-	-	-	-	-
газа кг/м³	-	-	-	-	-
газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-	-	-	-
нефти кг/м³	1,255	856	0,937	850	785

Наименование	БВ4				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		при дифферен. разгазир. пласт. нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-	-		-	-
Углекислый газ	0,22	-	0,12	0,01	0,06
Азот+редкие	2,54	-	1,81	-	0,34
в том числе:	-	-	-	-	-
Гелий	-	-	-	-	-
Метан	60,62	0,47	50,04	0,18	17,03
Этан	6,52	0,19	5,12	0,50	1,10
Пропан	12,86	1,62	6,90	3,34	4,48
изобутан	3,35	1,12	1,52	1,99	2,01
н-бутан	7,66	3,58	2,90	5,47	4,97
Изопентан	1,91	2,22	0,55	2,66	2,16
н-пентан	2,32	3,30	0,59	3,73	2,98
Гексаны	-	-	-	-	-
Гептаны	-	-	-	-	-
Остаток (C₈+высшие)	1,72	87,50	0,45	82,12	64,57
Молекулярная масса	-	296	21,77	196	156
Молекулярная масса остатка		-		-	-
Плотность:		-	-	-	-
газа кг/м³	-	-	-	-	-
газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-	-	-	-
нефти кг/м³	1,153	856	0,908	842	756

Наименование	БВ5				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		при дифферен. разгазир. пласт. нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,14	-	0,15	-	0,04
Азот+редкие	1,78	-	2,28	-	0,57
в том числе:	-	-	-		-
Гелий	0,01		-	-	
Метан	61,60	0,12	54,37	0,14	19,03
Этан	5,98	0,14	7,92	0,12	2,54
Пропан	12,68	1,21	7,91	3,63	4,71
изобутан	3,54	0,56	1,53	1,93	1,57
н-бутан	8,27	3,21	2,96	5,39	4,78
Изопентан	2,18	2,14	0,57	2,70	2,16
н-пентан	2,29	3,30	0,65	4,16	3,28
Гексаны		-	-		-
Гептаны		-	-	-	-
Остаток (C₈+высшие)	1,70	82,62	0,45	81,33	61,01
Молекулярная масса	24,53	290	22,61	199	147
Молекулярная масса остатка	-	-	-	-	-
Плотность:	-	-	-	-	-
газа кг/м³	-	-	-	-	-
газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-	-	-	-
нефти кг/м³	1,223	857	0,941	846	748

Наименование	БВ6				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		при дифферен. разгазир. пласт. нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-				-
Углекислый газ	0,31	0,02	0,15	0,00	0,08
Азот+редкие	1,17	0,00	1,12	0	0,53
в том числе:	-				
Гелий	0,006	-		-	
Метан	55,50	0,21	71,89	0,09	25,19
Этан	7,37	0,19	7,99	0,35	[illegible]
Пропан	13,06	1,62	11,44	4,14	[illegible]
изобутан	4,16	1,47	2,33	2,51	2,02
н-бутан	7,21	3,14	3,42	4,74	5,17
Изопентан	2,31	2,02	0,63	2,66	2,07
н-пентан	2,13	3,30	0,74	3,84	3,07
Гексаны	-	-		-	-
Гептаны		-		-	-
Остаток (C₈+высшие)	1,42	88	0,49	76,79	51,25
Молекулярная масса	28,47	216	24,19	204	175
Молекулярная масса остатка	-			-	
Плотность:					
газа кг/м³		-		-	
газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-			
нефти кг/м³	1,136	852	0,975	848	756

Наименование	[illegible]				
	при однократ. разгазир. пласт. нефти в стандарт. условиях		[illegible]		
	выделившийся газ	нефть	[illegible]	[illegible]	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-	-			
Углекислый газ	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Азот+редкие	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
в том числе:					
Гелий					
Метан	[illegible]	[illegible]	[illegible]		[illegible]
Этан	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Пропан	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
изобутан	[illegible]	[illegible]	[illegible]		
н-бутан	7,54	[illegible]	[illegible]		[illegible]
Изопентан	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
н-пентан	2,02	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Гексаны					
Гептаны					
Остаток (C₈+высшие)	[illegible]	[illegible]	[illegible]		[illegible]
Молекулярная масса	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
Молекулярная масса остатка					
Плотность:					
газа кг/м³					
газа относительная (по воздуху), доли ед.					
нефти кг/м³	[illegible]	818	[illegible]	[illegible]	

[illegible]

Приложение №2

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**
	• Выполнить сметную документацию в соответствие 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 расчёт. 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). 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). 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 • 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).

	• Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. • Сметную документацию предоставить на электроном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.arp, xml и exel).
3.	**Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)**
	– 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**
	– 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**
	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • 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**
	Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно_ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно_ТСЦ-407-0021;
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**
	• 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 (нефтесборные 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 изготовлении 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 <u>не допускается!</u>
- 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 <u>не допускается!</u>
- 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.

	– 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 ОЦиПТДпоКСиРО В.А. Дменова