

Профессия Ю

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А. М. Пятаев

2014 г.



**Задание на проектирование № 75-14
«Обустройство Южно - Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №5»**

1.	Наименование объекта
	Обустройство Южно - Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №5
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Южно-Покамасовский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера
6.	Требования к проектной организации
	– Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2014-2016гг.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки скважин № 5, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе высот в формате MapInfo.

	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.
12.	Требования к выделению пусковых комплексов
	<p>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. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования
	<p><u>Куст скважин № 5 –10 скважин</u></p> <p>1-й этап строительства :</p> <ul style="list-style-type: none"> – «Обустройство 1-ой скважины куста №5» – «Автомост на куст скважин № 5», – «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 5» (основная линия) - согласно технических условий энергоснабжающей организации. – «Нефтегазопровод «к.5 – т.вр.» <p>2-й этап строительства – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин №5» (резервная линия) - согласно технических условий энергоснабжающей организации.</p> <p>4-й этап строительства – вторая скважина;</p> <p>5-й этап строительства – третья скважина;</p> <p>6-й этап строительства – четвертая скважина;</p> <p>7-й этап строительства – пятая скважина;</p> <p>8-й этап строительства – шестая скважина;</p> <p>9-й этап строительства – седьмая скважина;</p> <p>10-й этап строительства – восьмая скважина;</p> <p>10-й этап строительства – девятая скважина;</p> <p>10-й этап строительства – десятая скважина;</p>
14.	Требования к техническим решениям
	<p>Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении №6; – Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², 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; – 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 РД Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки.

- При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
- 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;
- 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, и 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;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- 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)

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пандусы высотой 0,15м. (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 2.2.4.706-908) Параметры здания блока ГЗУ: – Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.) – Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП31-03-2001 п.7.1. табл. 5) – Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97* п5.18* табл.4*) Параметры здания блока БМА: – Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.) – Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП31-03-2001 п.7.1. табл. 5) – Предел огнестойкости несущих элементов R15 ФЗ-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*).
15.	Особые условия строительства
	– Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется
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 ФГБУ «Нижеобьрыбвод»

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), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика
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 по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной 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 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	Приложение №1 «Технические условия для разработки ПСД по объекту «Обустройство Южно - Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №5»; Приложение №2 «Схема куста скважин №5»; Приложение №3 «Схема нефтесбора с куста №5»; Приложение №4 «Схема водовода с куста №5»; Приложение №5 «Усредненные свойства залежей»; Приложение №6 «Технические условия на АСУ ТП».
25.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
26.	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
27.	Количество экземпляров ПД
	– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах – В электронном виде в формате *.pdf - 1 экземпляр
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	– Представить опросные листы в формате Заказчика – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls. При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской

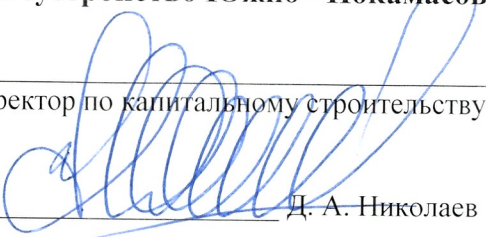
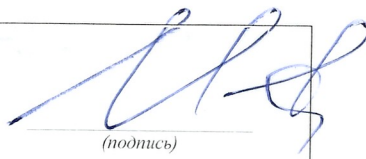
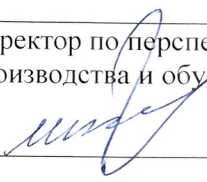
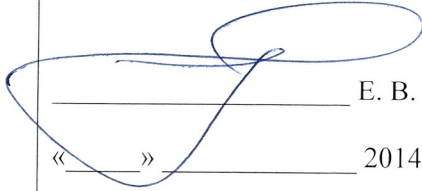
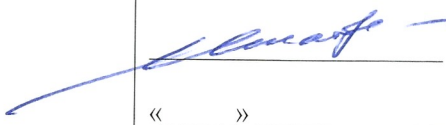
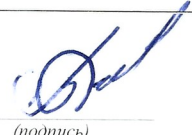
	<p>Федерации.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Исходные данные запросить отдельно. – Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arg, *.xml, *.xls.
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.
31.	Особые условия
	Не требуется
32.	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.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Инженер 2 категории ООПИР ДКСиРО



Сергеев А. А.

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование № 75-14
«Обустройство Южно - Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №5»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p> _____ Д. А. Николаев</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p> _____ (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В. " _____ " _____ 2014г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> _____ И. Г. Тухфатуллин</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p> _____ Е. В. Лещенко</p> <p>« _____ » _____ 2014 г</p>
<p>Зам. начальника ООПИР</p> <p> _____ С. В. Игнатов</p> <p>« _____ » _____ 2014 г</p>	<p>Начальник НПП-3 АНГДУ</p> <p> _____ (подпись)</p> <p>Трубин В.М. " _____ " _____ 2014г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

И.В. Василенко

« » 2014г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти.
Кусть скважин № 5»

1.	Наименование объекта	Обустройство Южно-Покамасовское месторождения нефти. Кусть скважин №5.
2.	Месторождение, район строительства	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Южно-Покамасовский лицензионный участок.
3.	Вид строительства	Капитальное строительство
4.	Основание для проектирования	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
5.	Состав проектируемого объекта	5.1. Обустройство кусть скважин № 5; 5.2. Система нефтесборов; 5.3. Система ПП/Г; 5.4. ГЗУ; 5.5. БГ; 5.6. Энергоснабжение; 5.7. Автодорога.
6.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	6.1. Максимальный объем добываемой нефти (жидкости): 28,4 тыс. т/год (582,5 тыс. м ³ /год); 6.2. Максимальный объем закачиваемой воды: 170 тыс. м ³ /год; 6.3. Количество скважин всего: 10 шт: в т.ч. добывающих: 5 шт; нагнетательных: 4 шт; водозаборных: 1 шт; 6.4. Давление в точке подключения нефтесборного коллектора: 27 кгс/см ² ; 6.5. Диаметр нефтесбора в точке подключения: 219х8 мм; 6.6. Давление нагнетания: 120 кгс/см ² ; 6.7. Диаметр водозода в точке подключения: 100мм.
7.	Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов	4.1. Транспорт нефтегазово-водяной жидкости и организации системы ППД; 4.1.1. От добывающих скважин кусть №5 нефтегазово-водяная жидкость поступает по системе трубопроводов на пункт сбора ППП-1 Ново-Покурского месторождения; 4.1.2. Подключение проектируемых трубопроводов от добывающих скважин кусть №5 осуществить к проектируемому ГЗУ КП-5; подключение проектируемого нефтесбора от ГЗУ КП-5 выполнить к трубопроводу d219х8мм (согласно прилагаемой схеме), фактическое давление в точке подключения – 26 кгс/см ² ; 4.1.3. Максимальное рабочее давление в нефтесборных сетях – 40 кгс/см ² , при выполнении гидравлического расчета и определении диаметра нефтесборных трубопроводов – давление не должно превышать 35 кгс/см ² ; 4.1.4. На водозаборной скважине по технологической схеме трубопроводу водозода на водозаборный пункт проектируемого БГ-КП-5, давление по проектируемому трубопроводу – 120 кгс/см ² , диаметр – 100мм; 4.1.5. Подключение проектируемого водозода от БГ-КП-5 выполнить к водозаборной скважине (согласно прилагаемой

схеме).

4.1.6. Подключение проектируемых трубопроводов на нагнетательные скважины выполнить к проектируемой БГ (проектное давление на устье скважин - 120 кгс/см²);

4.1.7. Диаметры трубопроводов определять гидравлическим расчетом и согласовать с заказчиком.

4.2. УДХ - подключить в нефтесбор на выходе из ГЗУ.

4.3 Энергоснабжение

Электроснабжение выполнить согласно ТУ энергопоставляющей организации.

4.4 Автоматизация

Предусмотреть использование средств автоматизации и телемеханизации принятых в ОАО «СН-МНГ» (согласно приложению I).

4.5 Пожарная безопасность

Мероприятия по пожарной безопасности предусмотреть в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по пожарной безопасности.

8. Особые условия

8.1. Провести изыскания под проектируемый объект

8.2. При проектировании применять сталь марки 20ФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 - для нефтесборов, 20ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 - для водоводов высокого давления, а так же применять отводы, тройники из той же марки стали

8.3. Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.

9. Выделение очередей и пусковых комплексов.

Объекты выделить на независимые этапы строительства.

Главный инженер АНГДУ

В.В. Евдокимов

Начальник ПТО АНГДУ

В.Р. Хачатуров

Главный геолог АНГДУ

О.А. Федоров

Зам. главного инженера АНГДУ

Н.Н. Пестерова

Зам. главного инженера АНГДУ по автоматизации

А.В. Дмитриев

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Главного инженера
ОАО «СН-МНГ»

О.А. Дзыпльинский

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

М.Н. Бессонов

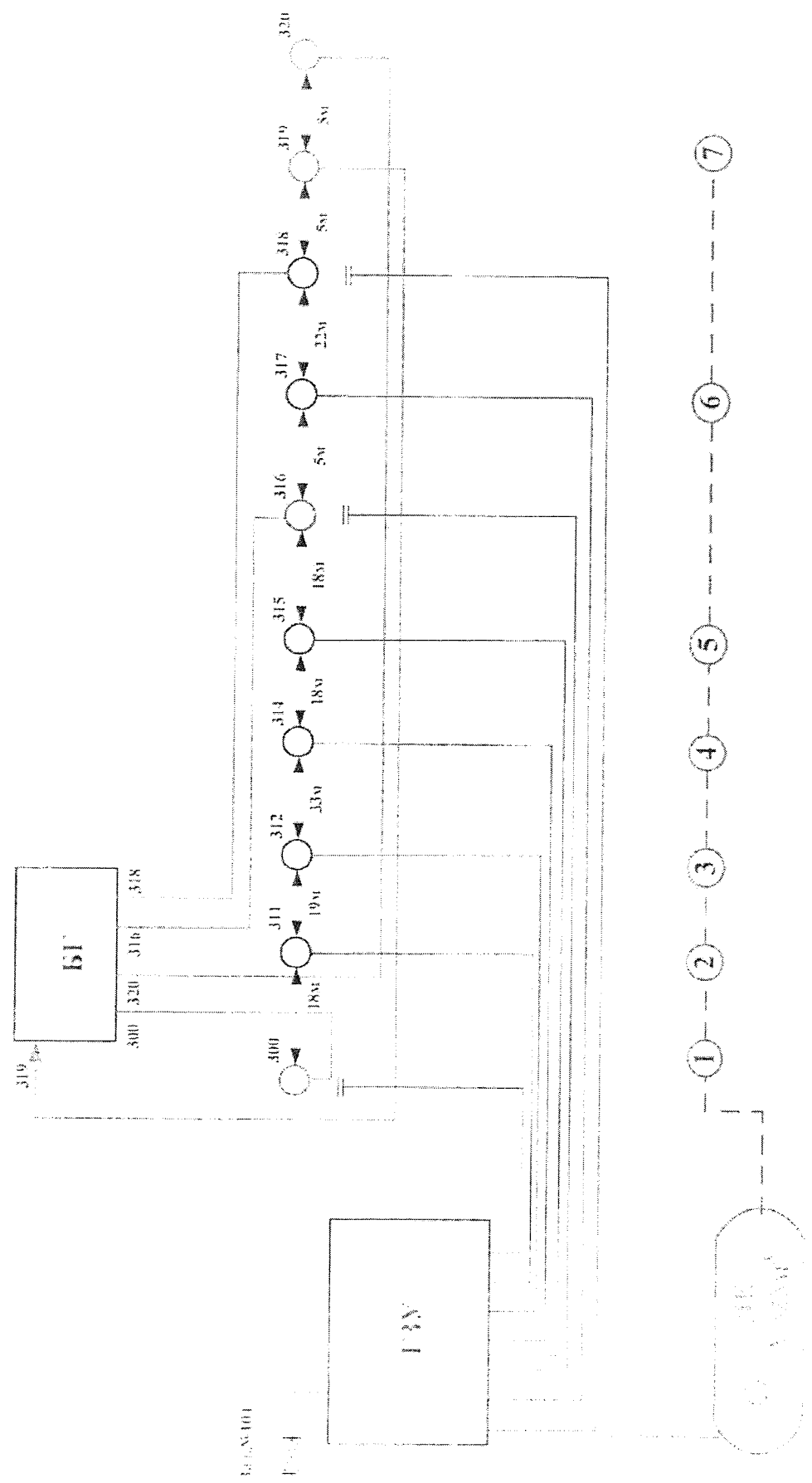
Специалист механик ОАО «СН-МНГ»

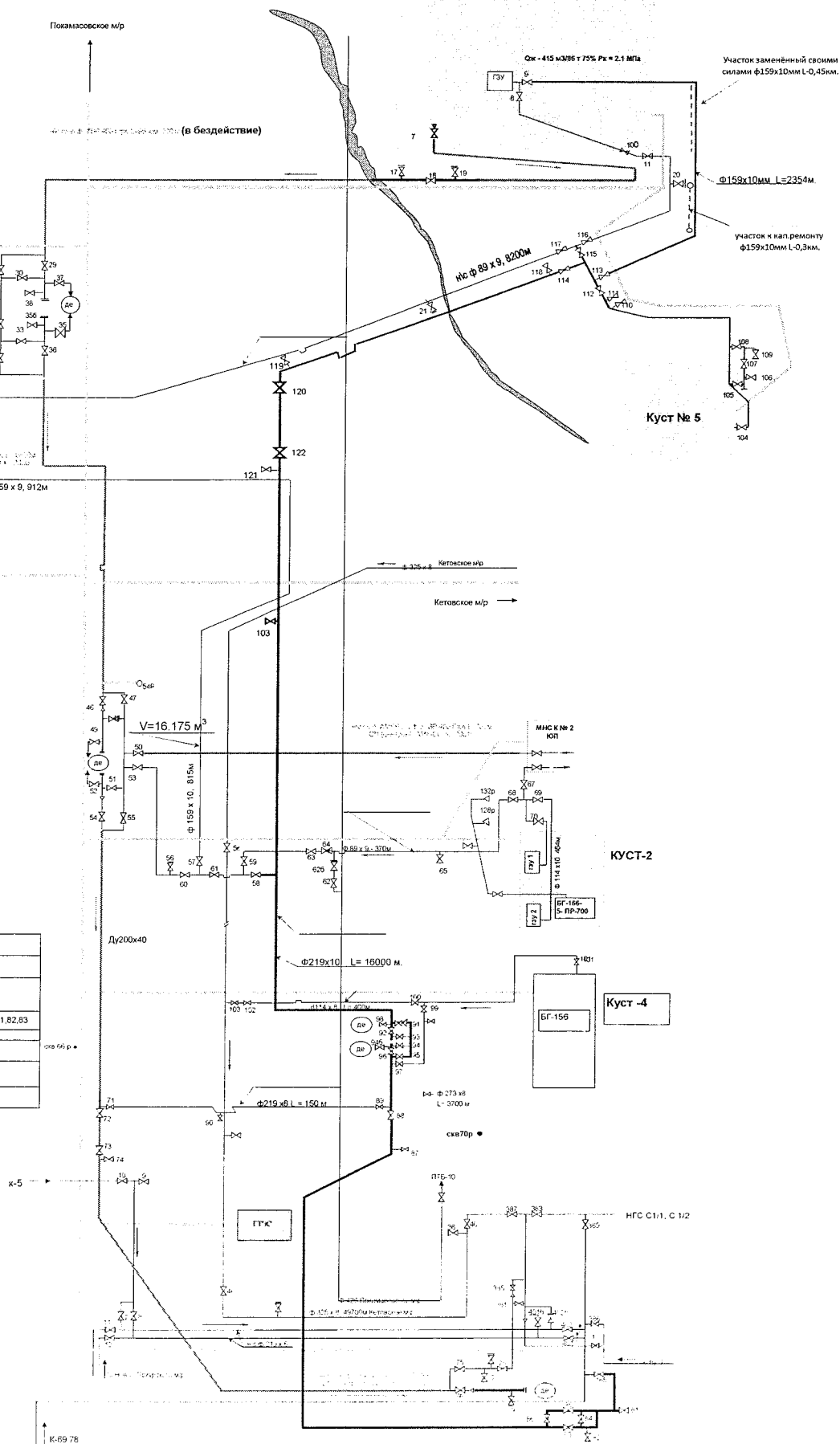
В.В. Воронцов

Начальник отдела автоматизации
ОАО «СН-МНГ»

С.В. Низняйко

СХЕМА
технологической обвязки Куста — 5
Южно - Полярного месторождения ППГ-3 АНГ/ДН





УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Месторождение Южно-Покамасовское

Залежь пласта А43-4 Ю-Покамасовского месторождения

Объемный коэффициент нефти	1,149	д.е.
Вязкость нефти в пластовых условиях	1,36	мПа*с
Плотность в пластовых условиях	,852	кг/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность в нормальных условиях	,866	кг/м3
Газовый фактор	,46	м3/м3
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,44	д.е.
Давление насыщения нефти газом	10	МПа
Температура залежи	85	град С

Залежь пласта А4+5 Ю-Покамасовского месторождения

Плотность в нормальных условиях	,85	кг/м3
Газовый фактор	28,9	м3/м3

Залежь пласта Б5 Ю-Покамасовского месторождения

Нефтенасыщенная толщина	3,7	м
Апроксимационная песчанистость	,42	д.е.
Вязкость нефти в пластовых условиях	2,37	мПа*с
Плотность в нормальных условиях	,856	кг/м3
Вязкость динамическая в пластовых условиях	2,37	мПа*с
Коэффициент начальной нефтенасыщенности	,526	д.е.
Температура залежи	82	град С
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,53	д.е.
Содержание иона $\text{HCO}_3(-)$	6,557	мг-экв
Содержание иона $\text{Cl}(-)$	320,564	мг-экв
Содержание иона $\text{Ca}(2+)$	58,483	мг-экв
Абсолютная проницаемость	81,5	мД
Газовый фактор	37,66	м3/м3
рН	6,2	ед
Давление первоначальное пластовое	23,3	МПа
Давление насыщения нефти газом	7,6	МПа
Объемный коэффициент воды	1,017	д.е.
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,805	кг/м3
Объемный коэффициент нефти	1,104	д.е.

Залежь пласта Ю1 Ю-Покамасовского месторождения

Объемный коэффициент нефти	,114	д.е.
Плотность в нормальных условиях	,849	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,8	кг/м3
Газовый фактор	44,28	м3/м3
рН	7	ед
Давление насыщения нефти газом	8,1	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	1,76	мПа*с
Температура залежи	84	град С
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,44	д.е.
Содержание иона $\text{HCO}_3(-)$	1,1	мг-экв
Содержание иона $\text{Cl}(-)$	18,6	мг-экв
Содержание иона $\text{Ca}(2+)$	19,62	мг-экв
Плотность	1,017	кг/м3

Залежь пласта 1-2Ю1 Ю-Покамасовского месторождения

УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Объемный коэффициент нефти	1,158	д.е.
Содержание углекислого газа	0	%
Содержание метана	75,94	%
Содержание азота	1,33	%
Давление первоначальное пластовое	28,3	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,9682	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,42	мПа*с
Газоконденсатный фактор	0	м3/м3
Температура залежи	90	град С
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,61	д.е.
Плотность в нормальных условиях	,82	кг/м3
Относительная плотность (по воздуху)	1,2	кг/м3
Газовый фактор	44,3	м3/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,733	кг/м3

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
«ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 5».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин 5», 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:

– РД 39-0137095-001-86. Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объемы автоматизации. Основные положения.

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

– ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

– РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

– 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 № 5 в составе:

- замерная установка АГЗУ №;
- скважины с насосом ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин № 5» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 3 Ново-Покурского месторождения Аганского 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, 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-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского 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 № 5:

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 управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)
- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Приложение:

Схема электрооборудования и габаритно присоединительные размеры – 3 листа.

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 ИСМ;
- 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 КПО («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 оборудования добывающего фонда индикатором тока;
 - контроль температуры воздуха в БТ;
 - контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
 - контроль температуры воздуха в БА;
 - контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

3. Закачка рабочего агента в пласт

- Проектом предусмотреть:
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных ВЗлет ППД 113 в комплекте с ИВП-24.24 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 – 5.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

- Проектом предусмотреть:
- вывод информации о состоянии обогревателей обратных клапанов в систему телемеханики АДКУ-2000+;
 - вывод информацию о состоянии обогревателей посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления. В БМА 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 +500 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 5.

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-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-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-52», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль состояния оборудования

Для дистанционного контроля за состоянием оборудования добывающего фонда предусмотреть индикаторы тока ИТ-2Н, ООО «НПФ "Интротест"», г. г. Екатеринбург.

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 на верхний уровень в режиме реального времени, посредством «СТМ-ZK91».

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить регулятор ОВЕН 2ТРМ1 производства фирмы ОВЕН).

Приложение:

Автоматизированная схема 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.
- РД 78.36.002-99. Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические элементов схем.

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 5:

- замерная установка (БТ);
- блок аппаратный (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 аппаратном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-ЗСУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-ЗСУ». Перед входом в блок аппаратный 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, который установлен в помещении блока аппаратного и дальнейшей передачей на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти, Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Начальник ОА

С.В. Наливайко

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
«ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН №5».

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в СТК-Z181.80 в блоке аппаратурном.

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 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 158,7500 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурское месторождения Аганского НГДУ.

АФУ расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ.

Существующая базовая станция БС 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 № 101-08-0876 от 04.03.2008

1 экз. 4 листа.

Начальник ОА

С.В. Паливайко



**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. № _____
И.п. № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0876

От 04.03.2008
(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. № 8, город 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 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключенные экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021184 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

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 указания радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0876

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 астрации. 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 владельцем 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 предоставляется 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

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304, в части касающейся базовой станции БС-1, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

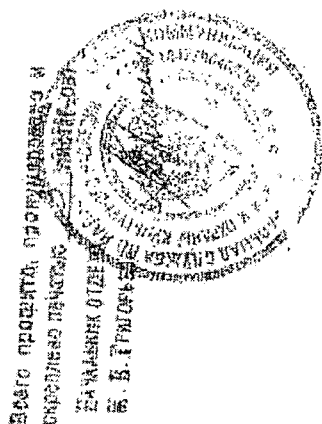
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

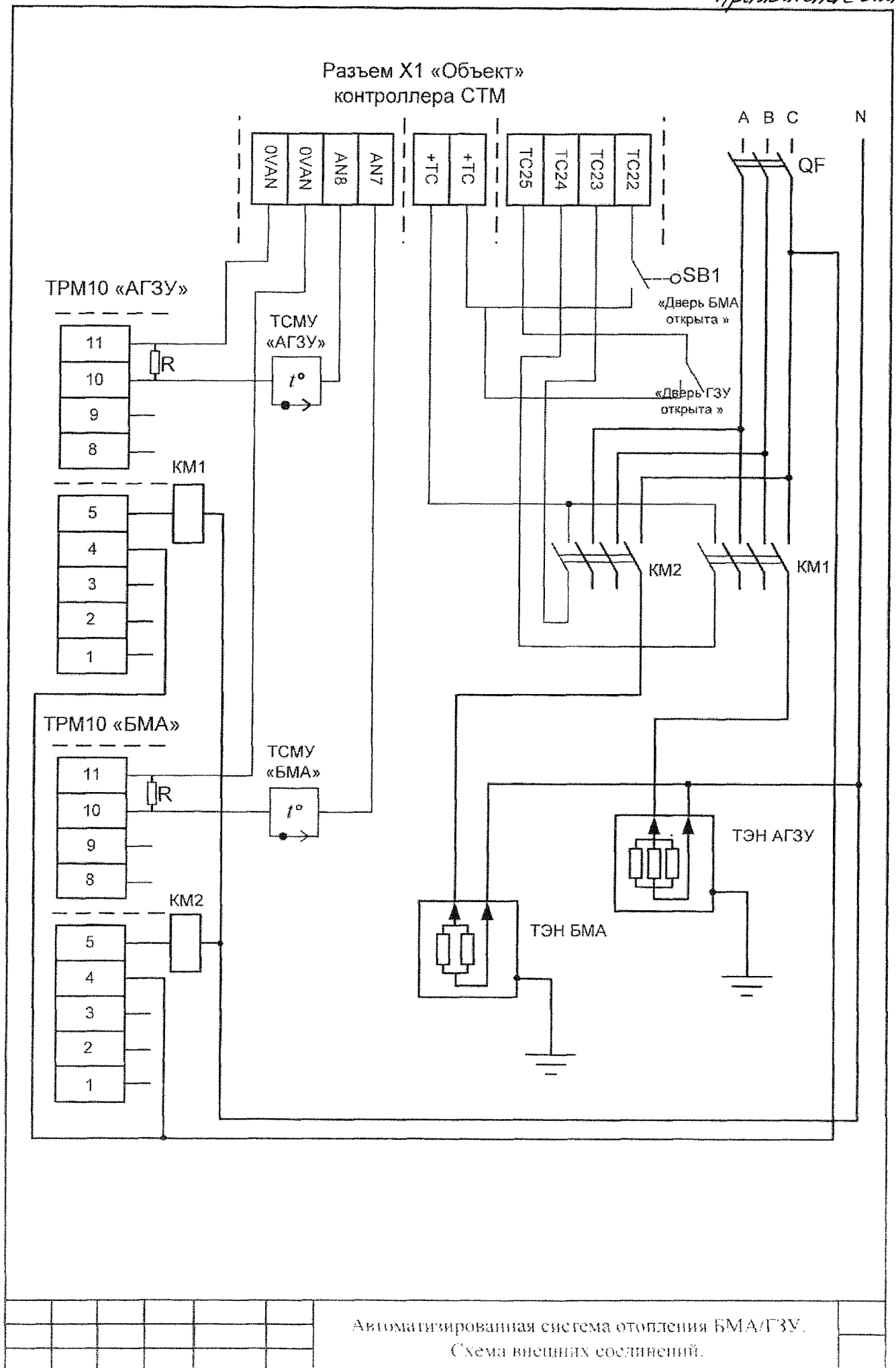
Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли, м	Коэффициент усиления антенны, дБ	Азимут / угол места излучения антенны/ поляризация	Мощность излучения на выходе передатчика (на сигнал), Вт	Класс	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижневартовский рп, Ново-Покурское месторождение 60N45 74E33	75,0	7,0	0-360/0/порти-кальная	25,0		158,7500	158,7500
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/0/верти-кальная	10,0		158,7500	158,7500

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



А.А. Панков





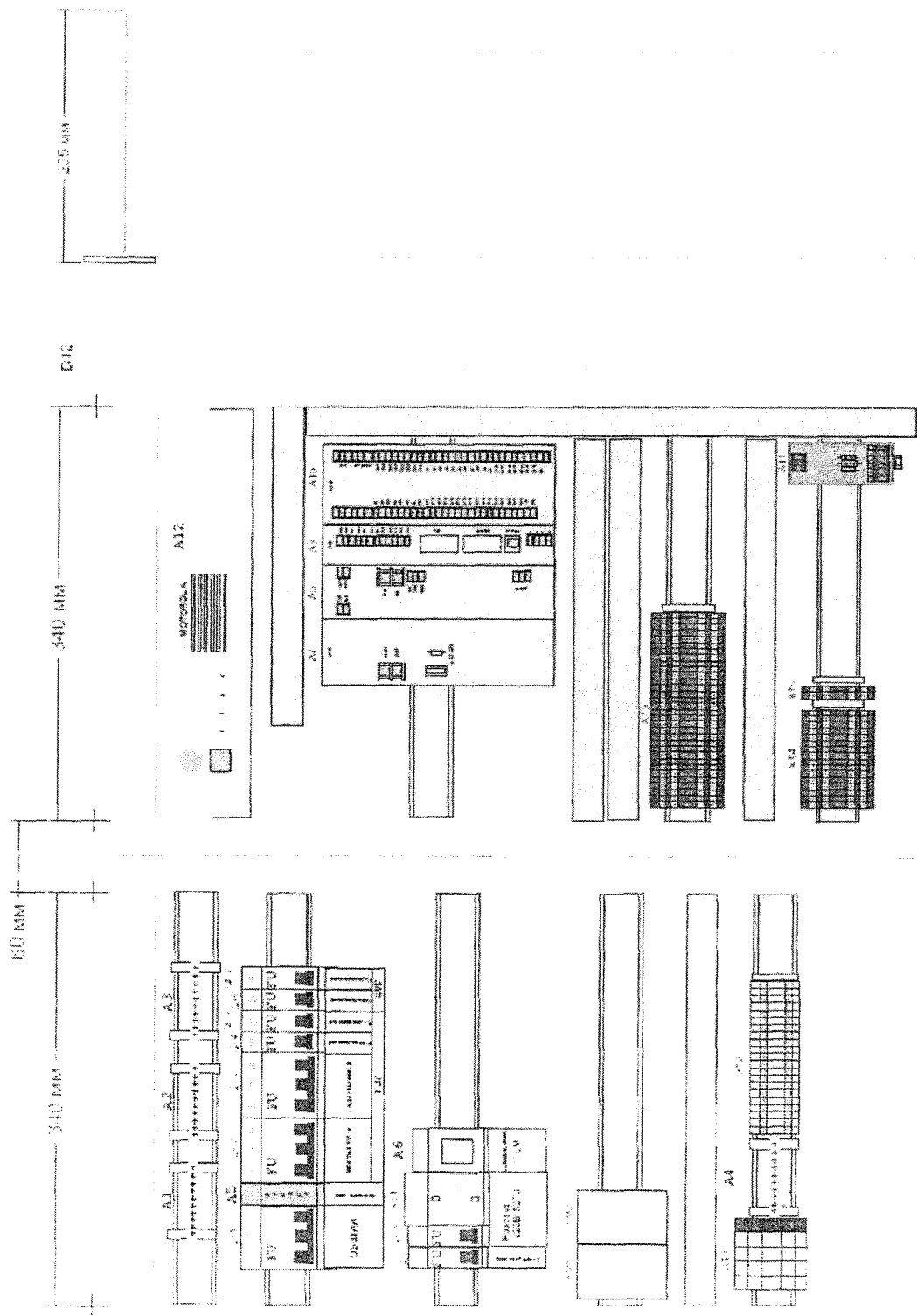


Рисунок 1. Станция по механике кузовов СПК-218180
 01.01.23.000.00.000
 Измеряемые электрические соединения и сборные присоединительные размеры

[illegible]

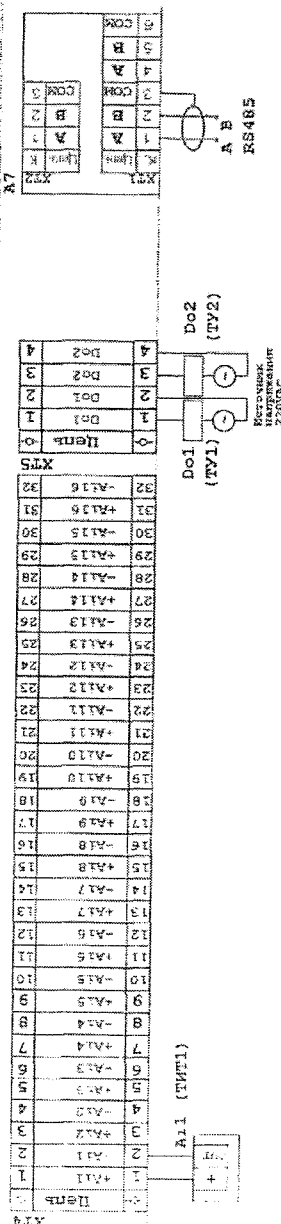
441, I

КАРАКТОРИСТИКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ
(МОДЕЛЬ ПЕРИОДОВ/КОЭФФИЦИЕНТ ТОКА)

[illegible][illegible]

Dil (TC)

A1.3



Пол. обозн	Наименование	Кол.	Примечание
М1	Станция тепломеханики кустовая 42 7613.008.00.990	1	СТК-2151.80

42 7613.008.00.000 35

[illegible]

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

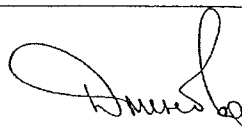
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



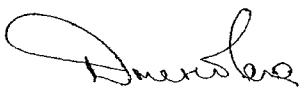
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-14-66, факс (34643) 4-19-07

Технические условия
для разработки проектно – сметной документации
«Реконструкция системы технологической радиосвязи на
производственных площадках Тайлаковского месторождения нефти
ОАО «СН-МНГ».

При проектировании реконструкции системы технологической радиосвязи на производственных площадках Тайлаковского месторождения ОАО «СН-МНГ» необходимо выполнить следующие условия:

1. Проект реконструкции системы технологической радиосвязи должен быть выполнен специализированной проектной организацией и согласован с отделом автоматизации ОАО «СН-МНГ».
2. Выполнить расчет зон уверенного приема радиопокрытия в целях реконструкции системы подвижной и технологической радиосвязи в диапазоне 440-470 МГц, с установкой двухканальных базовых станций (БС) технологической связи на основе оборудования (предложенного проектным институтом) в необходимом количестве и возможностью реализации селекторного вызова групп, расчет предоставить и согласовать с отделом автоматизации ОАО «СН-МНГ».
3. Техническое обследование и расчет на нагрузочную способность существующих АМС с учетом дополнительных нагрузок. Задание на техническое обследование и расчет согласовать с отделом автоматизации ОАО «СН-МНГ».
4. Выполнить рекомендации, изложенные в заключениях по результатам технического обследования и расчетов АМС на несущую способность.

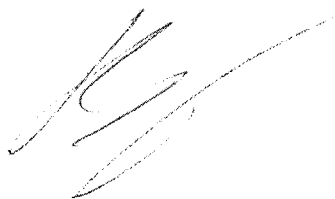
При расчете зон радиопокрытия проектному институту необходимо предусмотреть:

1. Монтаж необходимого количества базовых станций в целях 100% устойчивости связи с носимых терминалов на открытой местности, а также из производственных помещений ДНС, кустовых площадок, на территории всего месторождения с учетом развития Тайлаковского м/р.
2. Строительство антенно-мачтового сооружения.

3. Реконструкцию существующей сети технологической радиосвязи в целях обеспечения отдельных БС в единую сеть технологической связи для обеспечения работы абонентов по принципу «Все слышат всех».
4. Централизованное управление БС.
5. Монтаж БС на узлах связи Тайлаковского месторождения ОАО «СН-МНГ» и при необходимости строительство дополнительных АМС (предложение проектного института).
6. При необходимости строительства дополнительных АМС проработать следующие вопросы:
 - какого типа АМС использовать,
 - необходимая расчетная высота для обеспечения радиопокрытия,
 - северное исполнение, минимальная температура пятидневки от -40 до -50°C;
 - ветровой район – II;
 - дополнительные площадки на высоте не менее 35 метров;
 - оснастить кабельными лотками лестничного типа внутри мачты и защитой от несанкционированного доступа;
 - в комплект поставки включить вертикальный кабельный лоток лестничного типа с крепежом для кабельроста между мачтой и зданием узла связи;
 - оснастить АМС системами СОМ с контролерами день ночь;
 - оснастить мачты площадками для отдыха, с интервалами не более 6 метров;
7. Размещение антенн БС на верхних площадках мачт с использованием трубостоек.
8. Укладку антенных фидеров в желобах и по эстакадам от БС до антенны.
9. Монтаж оборудования передачи данных и каналов связи (РРЛ) для обеспечения взаимосвязи БС.
10. В качестве оборудования РРЛ предусмотреть применение цифровых многоканальных базовых станций РТР-600.
11. При необходимости монтажа дополнительных блок-контейнеров, необходимых для размещения оборудования, предусмотреть использование блок-контейнеров с габаритами 6000х3000х2500 (ДхШхВ) в составе:
 - блок-контейнер (конструктивные особенности - тамбур, кабельные лотки, защитный козырек, металлическое крыльцо и лестница с перилами, защитные решетки для внешних блоков);
 - система освещения: рабочая и аварийная;
 - электроснабжение: 380В, два ввода, счетчик электроэнергии, СОМ, дополнительный аккумулятор аварийного освещения;
 - система кондиционирования – 2 шт;
 - вентиляция принудительная;
 - отопление - электрический конвектор – 2 шт;
 - система охрано-пожарной сигнализации;
 - автоматическая система пожаротушения (хладон), ручные средства;
 - выполнить шину заземления с болтами по всему внутреннему периметру контейнера;
 - розетки разместить по 4 штуки на противоположных стенах (в тамбуре розетки не устанавливать);

- оснастить контейнер металлическими кабельными лотками лестничного типа шириной 400 мм по всему периметру здания на высоте 2300 мм над уровнем пола;
 - установить герметичный кабельный ввод ситемы Roxtec, точное место установки определить на стадии разработки проектной документации;
 - в распределительном щите предусмотреть возможность установки дополнительных автоматов в количестве не менее 8 шт. под проектируемое телекоммуникационное оборудование;
12. Предусмотреть электропитание оборудования с согласованием точек подключения с энергетической службой ОАО «СН-МНГ»..
13. Трассу прокладки силовых кабелей, марку, сечение, длину кабеля определить проектом, согласовать с энергетической службой ОАО «СН-МНГ».
14. До начала производства работ в отдел автоматизации ОАО «СН-МНГ» должны быть предоставлены следующие документы:
- тип, чертежи, характеристики антенн (коэффициенты усиления, диаграммы направленности в горизонтальных и вертикальных плоскостях);
 - санитарно-эпидемиологические заключения на соответствие проектной документации санитарным нормам и правилам;
 - технические характеристики проектируемого оборудования;
 - сертификаты соответствия на проектируемое оборудование;
 - копии уведомлений Управления Роскомнадзора по ХМАО-Югре и ЯНАО о начале строительства объектов связи;

Начальник ОА
ОАО «СН-МНГ»



Наливайко С.В.