

допущен 10.05.15

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер ОАО «СН-МНГ»
 _____ А.М. Пятаев
 2015 г.



**Задание на проектирование № 41-15
 «Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти.
 Куст скважин №10»**

1.	Наименование объекта
	Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин №10.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Южно-Аганский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства 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
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая 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 куста скважин №10 с 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>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo; – При необходимости разработать проект межевания и проект планировки

	территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».																																																																																																									
12.	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. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.																																																																																																									
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования																																																																																																									
	<u>Куст скважин №10 – 12 скважин</u>																																																																																																									
	1-й этап строительства:																																																																																																									
	<ul style="list-style-type: none">– <u>Инженерная подготовка территории;</u>– <u>Автодорога на куст скважин №10</u>																																																																																																									
	<table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин №10</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин №10	1,5	Возможна корректировка																																																																																																			
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																								
Автодорога на куст скважин №10	1,5	Возможна корректировка																																																																																																								
	2-й этап строительства:																																																																																																									
	<ul style="list-style-type: none">– <u>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №10</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №1)																																																																																																									
	<table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №10 (Приложение №1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №10 (Приложение №1)	1,5	Возможна корректировка																																																																																																			
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																								
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №10 (Приложение №1)	1,5	Возможна корректировка																																																																																																								
	<ul style="list-style-type: none">– Монтаж электрооборудования (КТПН, пункт АВР).																																																																																																									
	3-й этап строительства:																																																																																																									
	<ul style="list-style-type: none">– <u>Обустройство 1-ой скважины куста №10</u> (установка измерительная, ёмкость дренажная, ёмкость дождевых стоков, УДХ, ГЗУ, СУ ЭЦН и ТМГН, блок контроля и управления, блок хранения пожинвентаря, прожекторная мачта с молниеотводом) Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении №4																																																																																																									
	Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении А.6																																																																																																									
	Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №10:																																																																																																									
	<table><tr><th>Месторождение</th><th>Куст</th><th>Назначение Нагн, ГС</th><th>Пласт</th><th>Qпуск. м3/сут по жид-ти</th><th>Qпуск. т/сут по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td>Южно-Аганское</td><td>10</td><td>гор</td><td>Б9</td><td>188</td><td>54</td><td>65</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Б9</td><td>143</td><td>41</td><td>65</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>48</td><td>24</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>114</td><td>57</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>19</td><td>10</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>80</td><td>40</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>37</td><td>18</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>76</td><td>38</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>31</td><td>15</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>80</td><td>40</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>92</td><td>45</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>121</td><td>60</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Сумма</td><td>1028</td><td>441</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Ср.Q</td><td>86</td><td>37</td><td></td></tr></table>	Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Южно-Аганское	10	гор	Б9	188	54	65			гор	Б9	143	41	65			нагн	Ю1	48	24	40			гор с МГРП	Ю1	114	57	40			нагн	Ю1	19	10	40			гор с МГРП	Ю1	80	40	40			нагн	Ю1	37	18	40			гор с МГРП	Ю1	76	38	40			нагн	Ю1	31	15	40			гор с МГРП	Ю1	80	40	40			гор с МГРП	Ю1	92	45	40			гор с МГРП	Ю1	121	60	40				Сумма	1028	441					Ср.Q	86	37	
Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																				
Южно-Аганское	10	гор	Б9	188	54	65																																																																																																				
		гор	Б9	143	41	65																																																																																																				
		нагн	Ю1	48	24	40																																																																																																				
		гор с МГРП	Ю1	114	57	40																																																																																																				
		нагн	Ю1	19	10	40																																																																																																				
		гор с МГРП	Ю1	80	40	40																																																																																																				
		нагн	Ю1	37	18	40																																																																																																				
		гор с МГРП	Ю1	76	38	40																																																																																																				
		нагн	Ю1	31	15	40																																																																																																				
		гор с МГРП	Ю1	80	40	40																																																																																																				
		гор с МГРП	Ю1	92	45	40																																																																																																				
		гор с МГРП	Ю1	121	60	40																																																																																																				
			Сумма	1028	441																																																																																																					
			Ср.Q	86	37																																																																																																					
	Основные показатели разработки представлены в																																																																																																									

Планируемое погружное оборудование куста скважин №10 представлено в

– Нефтегазопровод к.10 – т.вр.к.12

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.10– т.вр. к.12	1,5	Возможна корректировка

4-й этап строительства:

– ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №10 - согласно технических условий энергоснабжающей организации

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №10	2,5	Возможна корректировка

5-й этап строительства:

– Нефтегазопровод т.вр.к.12 – т.вр.к.11

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.12– т.вр. к.11	1,6	Возможна корректировка

6-й этап строительства:

– Высоконапорный водовод т.вр. к.12 – к.10

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.12 – к.10	1,5	Возможна корректировка

7-й этап строительства – вторая скважина;

8-й этап строительства – третья скважина;

9-й этап строительства – четвёртая скважина;

10-й этап строительства – пятая скважина;

11-й этап строительства – шестая скважина;

12-й этап строительства – седьмая скважина;

13-й этап строительства – восьмая скважина;

14-й этап строительства – девятая скважина;

15-й этап строительства – десятая скважина;

16-й этап строительства – одиннадцатая скважина;

17-й этап строительства – двенадцатая скважина;

14. Требования к техническим решениям

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

производства;

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в *Технических условиях*;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см^2 , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89мм;
- Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки. Максимальное рабочее давление в начальной точке нефтесборного трубопровода от КП не должно превышать 25 кг/см^2 ;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в *Технических условиях*;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ППД куста №10 Южно-Аганского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см^2 ;
- 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 необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. 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, и 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-МНП»;
- 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, выполнять запрос на выдачу ГУ, 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 поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой 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 ст

	<ul style="list-style-type: none"> – перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-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
--	--

	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.
--	--

	<p>Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013; – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта
--	---

	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 I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



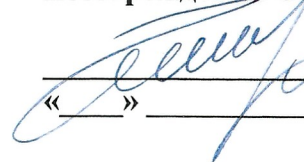
Е.В. Кочергина

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 41-15
«Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин №10»

Директор по капитальному строительству Николаев Д.А. " " 2015г.	Заместитель Главного инженера Седякин А.С. " " 2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений Тухфатуллин И.Г. " " 2015г.	Главный инженер АНГДУ Евдокимов В.В. " " 2015г.
Начальник НГП-1 АНГДУ Багрий В.Д. " " 2015г.	Начальник УКСиРО Лещенко Е.В. " " 2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО Бабкин С.Н. " " 2015г.	

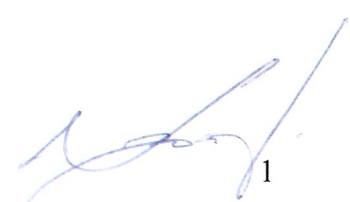
УТВЕРЖДАЮ:

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

 И.Г. Тухфатуллин
« » 2015 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти.
Куст скважин № 10».**

1.	Наименование объекта																					
	Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 10.																					
2.	Географическое положение объекта																					
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Южно-Аганский 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																					
	2016г.																					
7.	Условия ввода в эксплуатацию																					
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																					
8.	Состав проектируемого объекта:																					
	<u>Куст скважин № 10 – 12 скважин:</u>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 10</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №10 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №10 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.10 - т.вр.к.12 (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.12 - т.вр.к.11 (Приложение № 1)</td><td>1,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. к.12 – к.10 (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 10	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №10 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №10 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.10 - т.вр.к.12 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.12 - т.вр.к.11 (Приложение № 1)	1,6	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.12 – к.10 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 10	1,5	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №10 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №10 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,5	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.10 - т.вр.к.12 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод т.вр. к.12 - т.вр.к.11 (Приложение № 1)	1,6	Возможна корректировка																				
Высоконапорный водовод т.вр. к.12 – к.10 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																				

 1

- 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 № 10:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Аганское НГДУ						
Южно-Аганское	10	гор	Б9	188	54	65
		гор	Б9	143	41	65
		нагн	Ю1	48	24	40
		гор с МГРП	Ю1	114	57	40
		нагн	Ю1	19	10	40
		гор с МГРП	Ю1	80	40	40
		нагн	Ю1	37	18	40
		гор с МГРП	Ю1	76	38	40
		нагн	Ю1	31	15	40
		гор с МГРП	Ю1	80	40	40
		гор с МГРП	Ю1	92	45	40
		гор с МГРП	Ю1	121	60	40
			Сумма	1028	441	
			Ср. Q	86	37	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 10 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 применением 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/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;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость

движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.

- Требования к организации системы ППД куста № 10:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см²;
- 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 бурении предусмотреть площадку под временное складирование (накопление) отходов бурения на срок не более 6-ти месяцев, с последующей утилизацией отходов путем изготовления вторичной продукции (строительного материала) и применением в рекультивации данной площадки.
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть бурение без организации строительства площадки под временное складирование отходов бурения. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение объекта (площадки временного складирования отходов бурения) 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 к секциям площадки для осуществления работ по утилизации (переработке) 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 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: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-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);
- 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; рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 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;
- 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 размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. 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

В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)

В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)

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

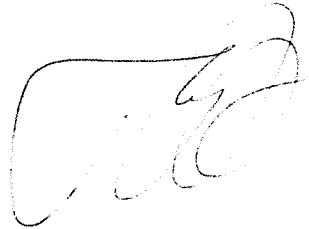
- Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

10.	Особые условия строительства <ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство. – 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 № 10 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> – 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)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда <ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (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»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобърыбвод». – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), 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
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p> <p>Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</p>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – 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
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Ведущий инженер ОПМ ДПРПиОМ



А.И. Лузин



ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти.
Куст скважин № 10»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2014г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p>Евдокимов В.В. " " 2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p>Новичков А.А. "27" 06 2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p>Джафаров Ш.А. " " 2014г.</p>

Handwritten signature and date: 27.06.14



Приложение №1

Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"
**ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА**

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-60-70 факс: (34643) 4-62-53

" 26 " 06 2014 г.
На № _____

№ МР-309
от «__» _____ 2014г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: « Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 10», Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 20», », Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин № 32»,

Приложение: ТУ – 26 л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

К.В.Кондратьева
тел. 46-762

Вх МБ-1300
26.06.14

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


М.Г. Разин
«26» 06 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти.
Куст скважин № 10»

1. Месторождение, район строительства	Южно-Аганское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.10 - т.вр.к.12» Нефтегазопровод «т.вр.к.12- т.вр.к.11» Высоконапорный водовод «т.вр.к.12 – к.10»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.10 - т.вр.к.12» От к.10 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Южно-Аганского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут/$Q_{н}$ т/сут - 1028/441 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр трубопровода – определить по результатам гидравлического расчета</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.12- т.вр.к.11» От к.10 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Южно-Аганского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут/$Q_{н}$ т/сут - 1028/441 Давление в точке подключения – 9 кгс/см² Диаметр в точке подключения – в две нитки 273мм, 325мм</p> <p>3 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.12– к.10» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.10 Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут – 700 Давление в точке подключения – 100кгс/см² Диаметр в точке подключения – 168мм</p>
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, ингибиторная защита 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 ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.
- 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);
- На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/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 съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

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

- а) «холодная» врезка,
- б) врезка тройником,
- в) подключение в существующую задвижку

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

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

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

– При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;

	<ul style="list-style-type: none"> –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	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. - Результаты изысканий согласовать с ПТО Управления «Сервис-нефть», 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	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого</p>

перспективному расширению
предприятия

этапа по отдельности.

Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

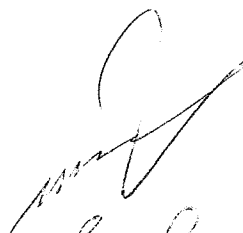
Технические условия составил:
Руководитель группы ИиНТ ДТТ



С.П. Захаров

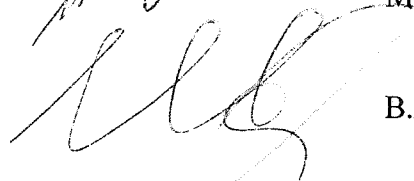
СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента перспективного
развития производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

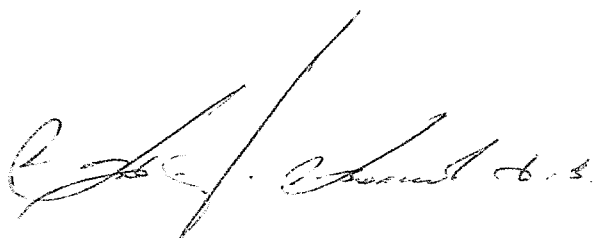


В.В. Евдокимов

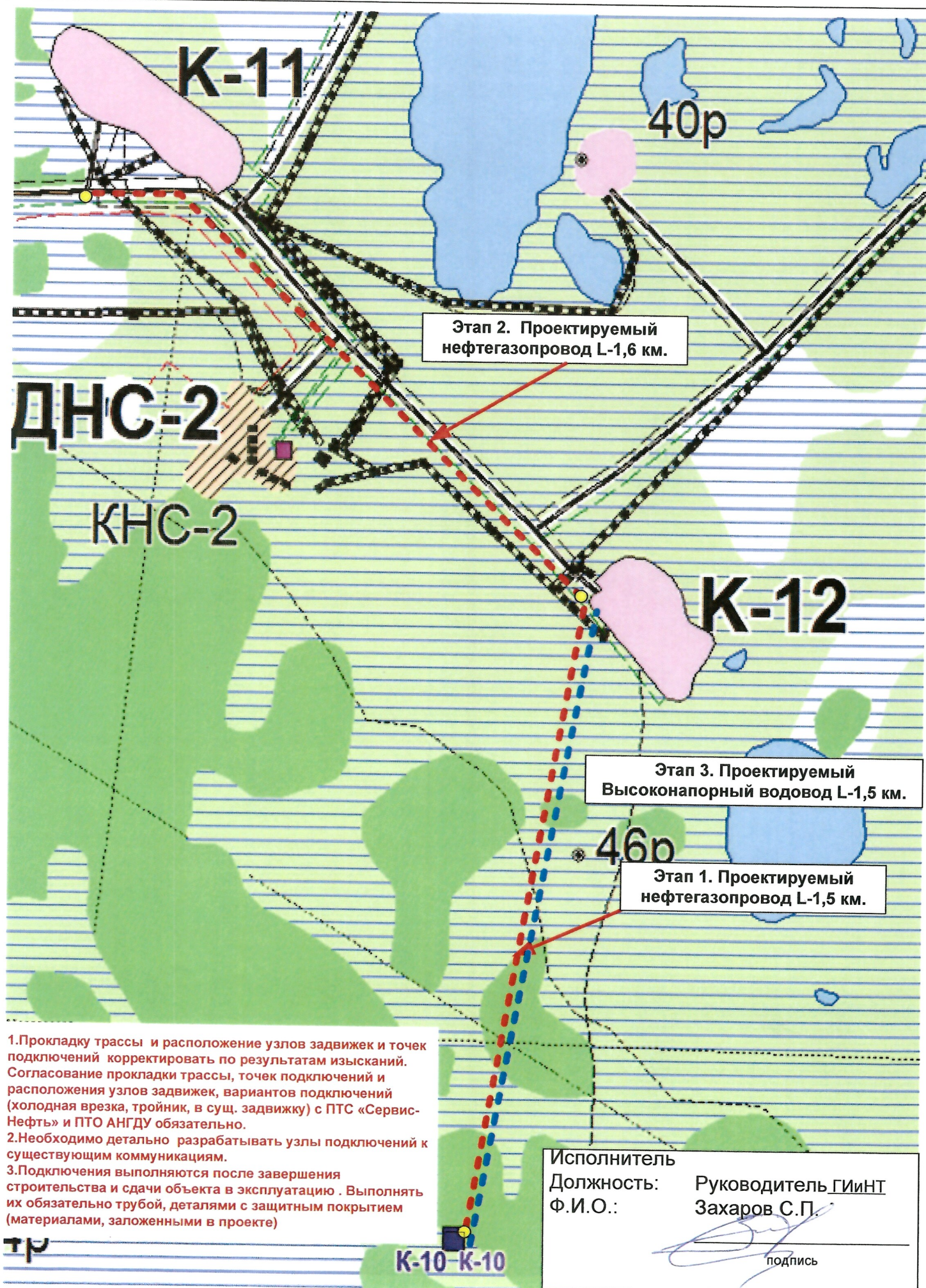
Главный инженер
управления «Сервис-нефть» ОАО СН-МНГ



Е.В. Тараненко



Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №10 Южно-Аганского м/р. Приложение №1



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

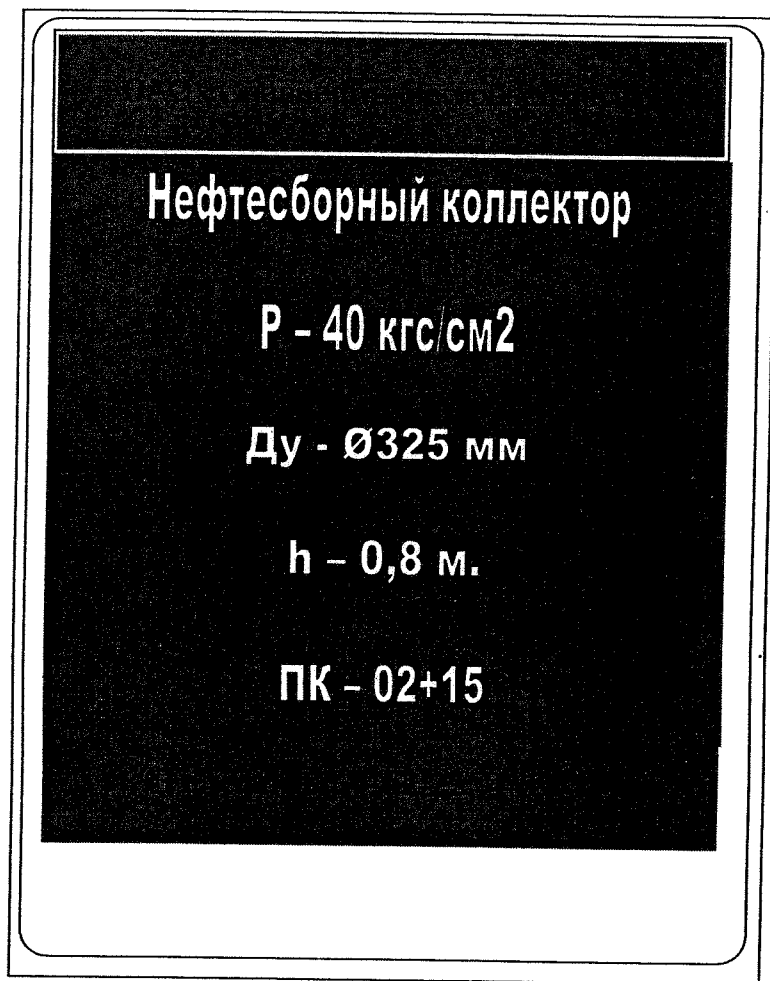
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

14 мая 2014 г.
На № МБ-350

№ ВКС- *1158*
от 22.04.2014г.

Директору по перспективному
развитию производства и
обустройству месторождений
И.Г. Тухфатуллину

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП № 10 Южно-Аганского м/р, КП № 126, 186 Аганского м/р.

Приложение: 1. ТУ №146-2014 от 13.05.2014г. - 4 листа в 1 экз.;
2. ТУ №147-2014 от 13.05.2014г. - 4 листа в 1 экз.;
3. ТУ №148-2014 от 13.05.2014г. - 7 листов в 1 экз.



В.Е. Сыровежкин

Исп. Тропников И.А.
Тел: 8(34643) 4-65-62

МБ-1000
вх. № *107-603*
14.05.2014г.

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 146-2014 от 13.05.2014г.
на электроснабжение КП-10 Южно-Аганского м/р.

Запрашиваемая мощность – 828 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-10 Южно-Аганского 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 двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-10.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 6.4. Точки подключения: существующая ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-11» на КП-12, номер опоры в точке врезки определить проектом, при необходимости выполнить замену опор в месте подключения. Резервная ячейка №18 ПС-35/6кВ «Куст-11».
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-11» 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-10 – 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-10 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 подъёма 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 «Электроштит», ГК «Электроштит»-ТМ Самара или аналог. Технические характеристики КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 6.12. Капитку 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;
 - 7.1.1. Счётчики учёта электрической энергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АСТУЭ по GSM каналу;

- 6.15.5. 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. 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 вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.22. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-10.
- 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-10 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.25. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.26. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.27. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1) Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-11» на 1 листе в 1 экземпляре;
2) Однолинейная схема ПС-35/6кВ «Куст-11» - на 1 листе в 1 экземпляре.

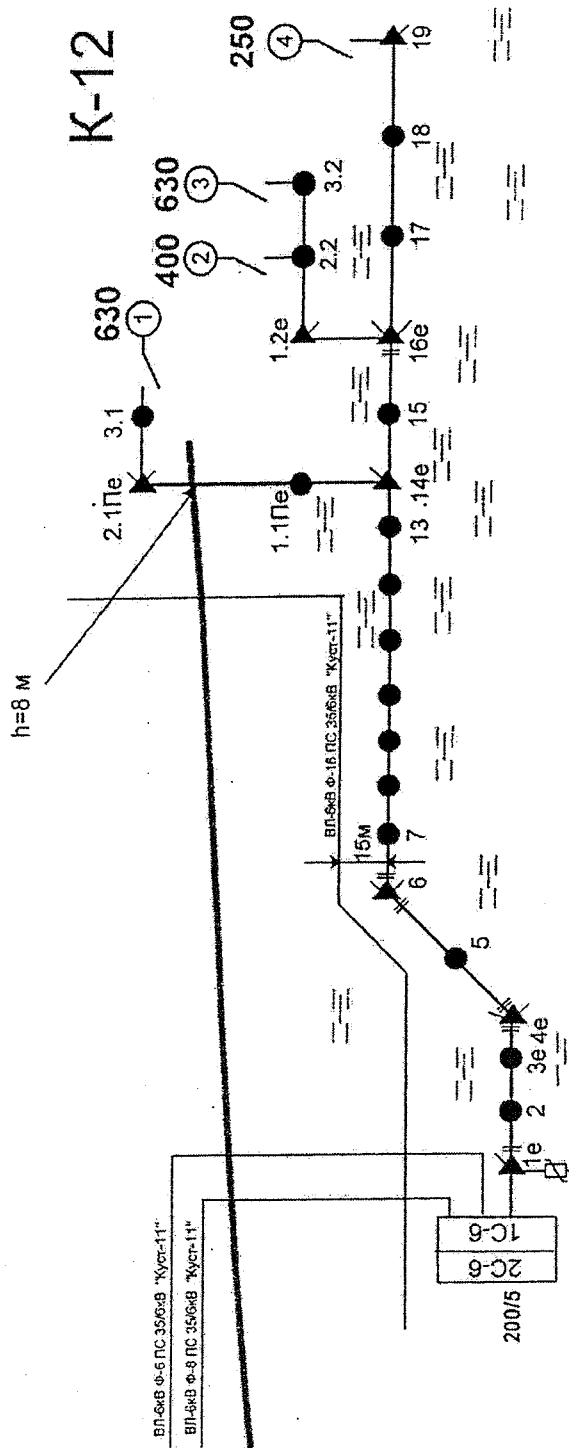
Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»


В.Е. Сыровежкин

Наименование	Тип	Кол-во	Номера опор
Акерно-угловые	Метал.	8	1; 4; 6; 14; 16; 19; 2.1; 1.2
Промежуточные	Метал.	17	2-3; 5; 7-13; 15; 17-18; 1.1; 3.1; 2.2; 3.2
Провод	А-95	1,3 км	L _{ср} =52м
Разрядники	ОПН	15	1; КТПН №1,2,3,4 К-12



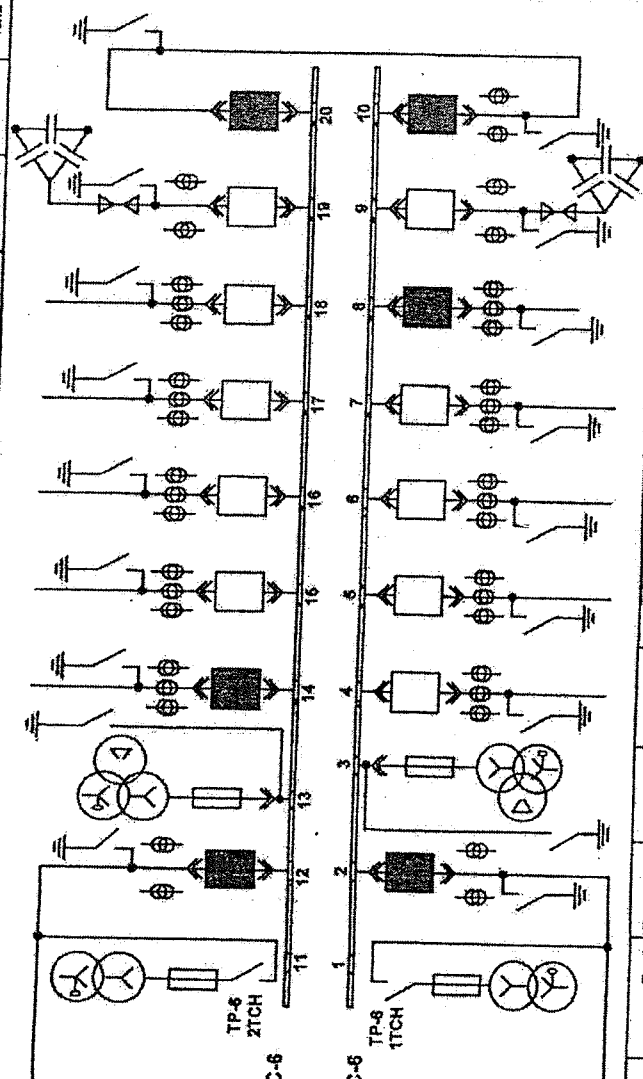
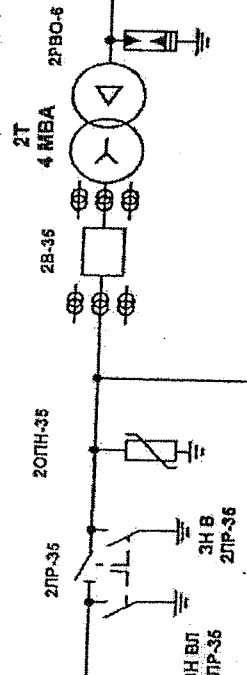
ПС 35/6кВ "Куст-11"
2x4МВА

●	Опоры метал., промех.
▲	Опоры метал., анкер.
	Подвесная гирлянда
o	Двойные изоляторы

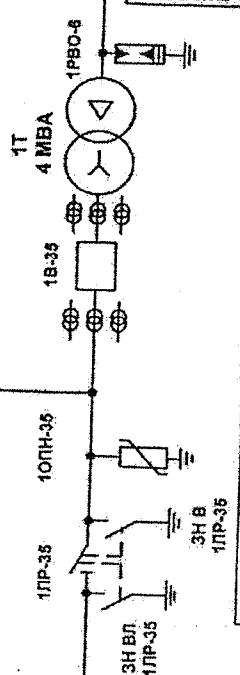
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	05-006-ВЛ-089	лист	листов
Гл. инженер	Долгушин В.В.		<i>В.В. Долгушин</i>	2011.05.24			
Зам.гл.инж.	Петров А.Ю.		<i>А.Ю. Петров</i>	11.02.11			
И.о. нач. ЦДС	Мушкарёв А.В.		<i>А.В. Мушкарёв</i>	08.07.11			
Нач. ПТО	Марченко А.Н.		<i>А.Н. Марченко</i>	08.07.11	Попорная схема ВЛ-6кВ Ф-4 ПС 35/6кВ "Куст-11"		
Нач. с/р № 5	Кудинов В.П.		<i>В.П. Кудинов</i>	08.07.11			
Выполнил	Валитов Р.Х.		<i>Р.Х. Валитов</i>	08.07			

РНД 3.2-35	ОНН-35	РНД 3-1-35	ТБ-150/5	С-35М-630-10	ПН-67	ТБ-150/5	ТОа - 4000/35 (нет данных)	ГЗСБ 7.5
------------	--------	------------	----------	--------------	-------	----------	----------------------------	----------

Ф-3 35 кВ ПС 110/35/6 "Ю-Аганская"



Ф-2 35 кВ ПС 110/35/6 "Ю-Аганская"



РНД 3-2-35	ОНН-35	РНД 3-1-35	ТБ-150/5	С-35М-630-10	ПН-67	ТБ-150/5	ТОа - 4000/35 (нет данных)	ГЗСБ 7.5
------------	--------	------------	----------	--------------	-------	----------	----------------------------	----------

ЯЧ-1	Ввод №1	ЯЧ-3	ЯЧ-4	ЯЧ-5	ЯЧ-6	ЯЧ-7	ЯЧ-8	ЯЧ-9	ЯЧ-10	Присоединение
OW III 10/6 12 kV 630 A TONSB 63/10	630A 600/5	Предохранитель ВР-47/20.8	630A	630A	630A	630A	630A	630A	630A	Выходные WMPZS 12 63/10
			200/5	150/5	200/5	300/5	100/5	600/5	600/5	ТТ(ТН)
1ТЧН-6 63 кВА		1ТН-6	К-12	Резерв	К-13; К-21; Р-40, Р-48	Резерв	К-11 (КТП №6.6)	1ЕСК-6 600 кВар	СМВ-6	Потребитель

ЯЧ-11	Ввод №2	ЯЧ-13	ЯЧ-14	ЯЧ-15	ЯЧ-16	ЯЧ-17	ЯЧ-18	ЯЧ-19	ЯЧ-20	Присоединение
OW III 10/6 12 kV 630 A TONSB 63/10	630A 600/5	ВР-47/20.8 6000/100/ 100/5	630A	630A	630A	630A	630A	630A	630A	Выходные WMPZS 12 63/10
			300/5	200/5	150/5	150/5	200/5	100/5	100/5	ТТ(ТН)
2ТЧН-6 63 кВА		2ТН-6	К-11 (КТП №1-4)	Резерв	К-14; К-22	Резерв	Резерв	2ЕСК-6 600 кВар	СР-6	Потребитель

Тип выключателя-WMPZS 120.6/16

Тип ТР-РА ТТ- АВК-10

Тип ТР-РА ТН- VSKL-10Б

Изм.	Лист	Фамилия И.О.	Дата	Подпись	05-035-ПС-017
Гл. инженер	Долгушин В.В.	Петров А.Ю.	20.02.11		ПС 35/6кВ "Куст-11"
Зам.гл.инж.	И.о.нач. ЦДС	Мушаров А.В.			Ю-Аганское ш/р
Нач. ПТО	Марченко А.Н.	26.02.11			Однотипная схема
Нач.с/р	Кудинов В.П.	21.02.11			
Исполнитель	Валитов Р.Х.	21.02.11			ООО «МЭН»
					С/Р №5

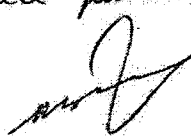
Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-67-86, факс (34643) 4-64-91

14 апреля 2014г.
На № _____

№ 05-149
от _____ 2014г.

Воснову Д.В.
Для работы


Начальнику департамента по
новым проектам, технике и
технологии
ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

В соответствии с протоколом совещания по обсуждению КП, планируемых к включению в производственную программу по бурению ОАО «СН-МНГ» на 2015 год от 28.03.2014г, направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 186 Аганского месторождения, КП №№ 8, 10 Ачимовского месторождения, КП № 253 Ватинского месторождения, КП № 67 Северо-Покурского месторождения, КП №№ 21, 44, 60 Тайлаковского месторождения, КП №№ 6, 7, 10, 11 Чистинного месторождения.

Так же направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 29 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 44 Кетовского месторождения, КП № 27 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 10 Южно-Аганского месторождения, КП № 5 Чистинного месторождения (расширение), КП № 125 Аганского месторождения (расширение).

116-813
16.04.14

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 186 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 8 Ачимовского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 10 Ачимовского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 253 Ватинского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 21 Тайлаковского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 60 Тайлаковского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 44 Тайлаковского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 6 Чистинного месторождения
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 7 Чистинного месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 10 Чистинного месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 11 Чистинного месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 29 Западно-Асомкинского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 44 Кетовского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 27 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 10 Южно-Аганского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 67 Северо-Покурского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 5 Чистинного месторождения (расширение).
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 125 Аганского месторождения (расширение).

С уважением,



М.О. Перегудов

Проектные данные по КП № 10 Южно-Аганского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин						объем добычи			Газовый фактор м3/т	Пл. тем-ра насосов град	Тип
				всего	добыв	нагн	водозаб	объем закачки		м3/сут	т/сут	м3/сут			
								с отработ	без отработ						
Аганское НГДУ															
1	Южно-Аганское	10	БВ9, Ю1	12	8	4	0	0	0	1028	441	700	Б9 - 98, Ю1 - 94	Б9 - 88, Ю1 - 90	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	8	4	0	0	0						

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМППР ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 10 Южно-Аганского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №10										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- нагнетательных	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	46,3	87,1	56,1	48,8	47,3	46,0	44,5	43,7	43,0	42,5
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	178,7	360,4	364,1	371,8	371,8	372,8	371,8	371,8	371,8	372,8
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	26,3	245,0	255,5	255,5	255,5	256,2	255,5	255,5	255,5	256,2
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	4,4	8,4	5,4	4,7	4,5	4,4	4,3	4,2	4,1	4,1

Начальник ОПиМПП

А.М. Горбань

**Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 10
Южно-Аганского месторождения**

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Опуск. м3/сут по жид	Опуск. т/сут по нефти	%
Аганское НГДУ						
Южно-Аганское	10	гор	Б9	188	54	65
		гор	Б9	143	41	65
		нагн	Ю1	48	24	40
		гор с МГРП	Ю1	114	57	40
		нагн	Ю1	19	10	40
		гор с МГРП	Ю1	80	40	40
		нагн	Ю1	37	18	40
		гор с МГРП	Ю1	76	38	40
		нагн	Ю1	31	15	40
		гор с МГРП	Ю1	80	40	40
		гор с МГРП	Ю1	92	45	40
		гор с МГРП	Ю1	121	60	40
			Сумма	1028	441	
			Ср. Q	86	37	



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

22 04 2014 г.
На № МБ-345

№ 14-58
от 18 04 2014 г.

Начальнику ДпоНП ТИТ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх. № МБ-345 от 18.04.2014 г. направляю перечень скважин с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным по следующим объектам:

1. Аганское месторождение КП №№ 186, 125, 126;
2. Ачимовское месторождение КП №№ 8, 10;
3. Ватинское месторождение КП № 253;
4. Тайлаковское месторождение КП №№ 21, 60, 44;
5. Чистинное месторождение КП №№ 6, 7, 10, 11, 5;
6. Западно-Асомкинское месторождение КП № 29;
7. Кетовское месторождение КП № 44;
8. Западно-Усть-Балыкское месторождение КП № 27;
9. Южно-Аганское месторождение КП № 10;
10. Северо-Покурское месторождение КП № 67

Приложение: на 19 л., 1 экз.

Начальник ТопоДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №10 Южно-Аганского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут по изд-ти	Qпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Ю-Аганское	***	10	гор	Б9	188	54	65	5-200-2200	125
	***		гор	Б9	143	41	65	5а-160-2200	90
	***		нагн	Ю1	48	24	40	5-50-2500	35
	***		гор с МГРП	Ю1	114	57	40	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1	19	10	40	5-25-2500	

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

11 апреля 2014 г.
На № _____

№ ДН-39
от _____ 2014 г.

Начальнику ДНПТиТ
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	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	10	Ю-Аганское	785494	395871	310°

Примечание: ТПП- отсутствует.

Главный маркшейдер




А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования



М.О.Перегудов

Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990

 110-882
110414





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.
На № _____

№ СТ-46/509
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

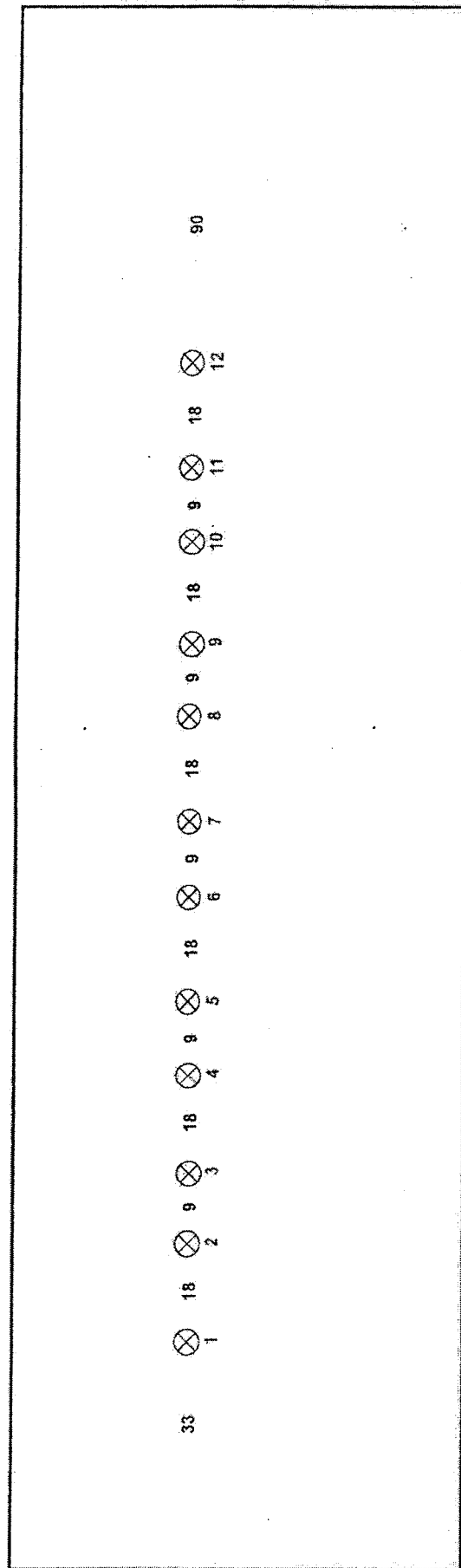
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количество шлама со скважины:

1. КП № 42, 203, 253 Ватинского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв.-2200 м³;
2. КП № 5 (расширение), 6, 7, 10, 11, 21 Чистинного м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
3. КП № 21, 44, 60, 105, 106 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
4. КП № 27 Западно-Усть-Балыкского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
5. КП № 8, 32, 44 Кетовского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
6. КП № 11, 12, 14, 29 Западно-Асомкинского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
7. КП № 8, 10 Ачимовского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
8. КП № 125(расширение), 186 Аганского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
9. КП № 20 Островного м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
10. КП № 4 бис Лугового м/р – н/н скв.-1300м³, гор.скв.-2300 м³;
11. КП № 10 Южно-Аганского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
- 12.КП № 33, 55(расширение) Покамасовского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2500 м³;
- 13.КП № 67, 69 Северо-Покурского м/р – н/н скв.-1300м³, гор.скв.-2300 м³.

С уважением,
Начальник ПТО

А.Н. Терешун

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА № 10 ЮЖНО-АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
по состоянию на 06.05.14г



Брюхов Д.А.

Уразаев Д.И.

[Handwritten signature]

Начальник ДСС ОАО "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО ДСС ОАО "СН - МНГ"

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
«ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 10».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин 10», 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 № 10 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-Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 10» 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 - 1 Аганского 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 НПП-1 Аганского 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 № 10:

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 аппаратный (БА).

В состав блока аппаратного 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 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 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 ИПД 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 – 10.

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 10.

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 № 10:

- 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, который установлен в помещении блока аппаратурного и дальнейшей передачей на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП-1 Аганского 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-АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН №10».

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-1 Аганского 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 соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящая в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,375 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-1 Аганского месторождения нефти. Аганского НГДУ.

АФУ расположена снаружи здания на высоте 49 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 № 101-08-0698 от 04.03.2008

1 экз. 5 листов.

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
№ 101-08-0698**

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.201
(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
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 24.09.2007 № АК-1958/03, 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 03.09.2007 № 07-3-000274 и приказа 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 на использование радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.



1
Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0698

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 не продлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

2.1. Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций.

2.2. Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-00030 в части, касающейся базовых станций (БС-3 и БС-4), прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

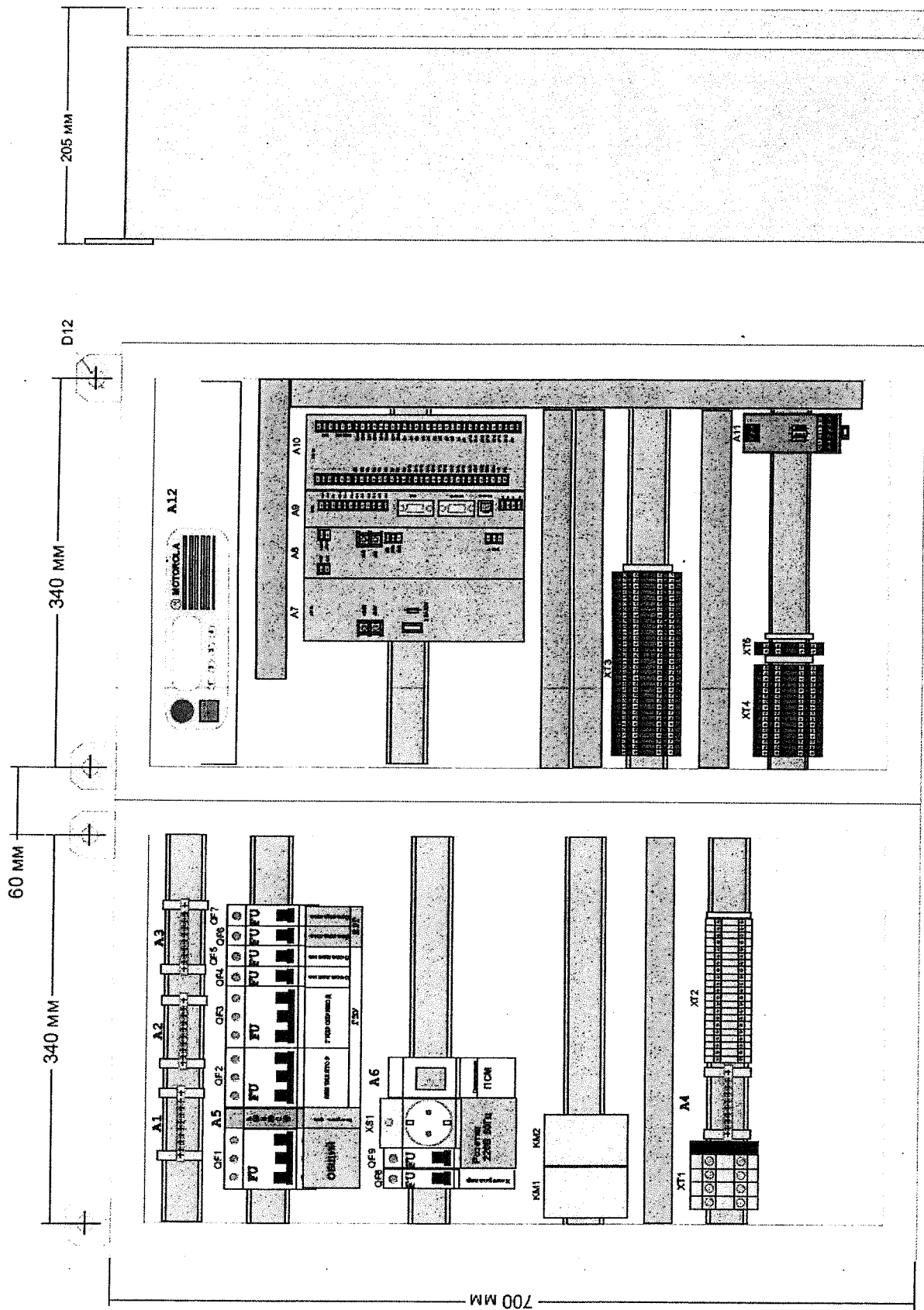
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	16K0F3E, 8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

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)	Класс	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
БС-3	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Нижневартовский рн, Аганское месторождение 61N25 76E10	100,0	6,0	град 0-360/ 0/ вертикальная	10,0		МГц 158,4500	МГц 158,4500
БС-4	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Нижневартовский рн, Южно-Аганское месторождение 61N11 76E00	49,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		161,3750	161,3750
Стационарные АС	В зоне действия БС-3, БС-4	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		158,4500 161,3750	158,4500 161,3750

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



А.А. Папков



Ф. 2.702-1

Изм. №подл.

Подп. и дата

Взам. инв.

Инв. №факт

Изм. №подл.

Подп. и дата

Взам. инв.

Инв. №факт

Узл.

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

Разраб.

Вхонтин

Пров.

Шито

Н. контр.

Савина

Утв.

Емельянов

Станция телемеханики кустовая

СТК-2181.80

Перечень элементов

ЗАО НПО "ИНПРОТЕСТ"

Литера

Лист

Листов

1

1

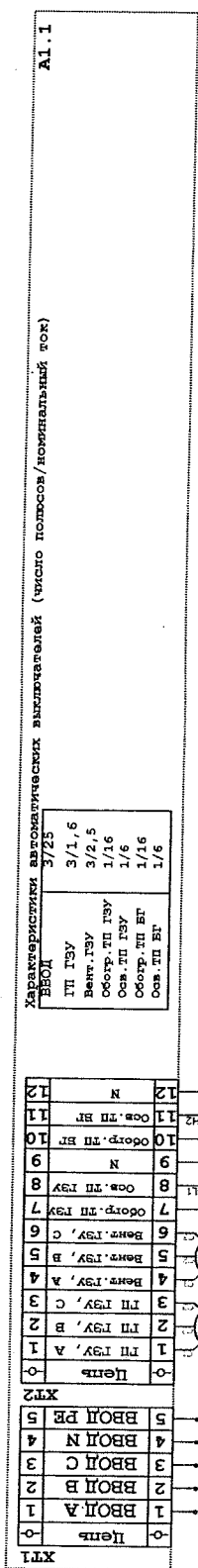
1

Формат А4

Копировал

42 7613.008.00.000 ПЭЗ

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
A1, A4	Шина нулевая	4	
A5	Индикатор напряжения IU01	42 7602.007.06.001	1
A6	Пост кнопочный	42 7602.007.01.003	1
A7	Модуль аккумуляторный	42 7609.020.05.001	1
A8			



«Обустройство Южно-Аганского месторождения нефти. Куст скважин №10»
(полное наименование объекта)

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

№ n/n	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №10 (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	

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 №10			
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		

		- 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 №10			
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 нефте

	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	

Ведущий инженер ОПМ ДПРПиОМ



Лужин А.И.

Южно-Аганское месторождение.

Геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов.

Параметры	Индекс пласта					
	AB ₁₊₂	BB ₃	BB ₆	BB ₈	BB ₉	ЮВ ₁
Средняя глубина залегания, м	1679-1684	1948-1980	2058-2109	2146-2209	2185-2207	2441-2451
Тип залежи	пласт-свод	пласт-свод	пласт-свод	пласт-свод	структ-лит.	структ-лит.
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	9706	2153	28512	34502	19330	23882
Средняя общая толщина, м	5,46-13,7	31,8	15,8-18,2	34,9-35,5	20,2-32,7	10,94
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,16-3,77	4,5	6,0-9,5	10,5-12,7	4,7-8,2	5,7
Пористость, %	21,65-23,9	22,0	22,4-22,6	22,0-22,3	19,2-20,6	18,3
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, д.е.	-	-	0,68-0,72	0,73-0,75	0,56-0,60	0,68
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, д.е.	0,35-0,45	0,56	0,60-0,67	0,67-0,69	0,53-0,57	0,54
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	13,0-288,9	251,6	340-448	165,9-271,1	17,4-98,0	68,3
Коэффициент песчанистости, д.е.	0,39-0,59	0,60	0,44-0,80	0,48-0,70	0,17-0,47	0,64
Начальная пластовая температура, °С	72	87	87	85	88	100
Начальное пластовое давление, МПа	16,0	19,8	21,0	21,9	22,0	25,0
Вязкость нефти в пласт. усл., МПа·с	1,60	1,78	1,24	1,01	0,81	0,81
Плотность нефти в пласт. усл., т/м ³	0,796	0,839	0,744	0,754	0,725	0,679
Плотность нефти в поверх. усл., т/м ³	0,858	0,867	0,845	0,836	0,821	0,826
Абсолютная отметка ВНК, м	1689-1692	1945	2070-2099	2159-2187	2198-2205	2465
Объемный коэффициент нефти, д.е.	1,141	1,080	1,261	1,294	1,324	1,490
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,4	9,1	10,2	10,6	9,9	13,1
Газосодержание, м ³ /т	51,1	44,0	85,0	101,0	126,0	162,0
Вязкость воды в пласт. усл., МПа·с	0,43	0,36	0,36	0,36	0,36	0,30
Плотность воды в пласт. усл., т/м ³	0,998	0,992	0,992	0,992	0,992	0,986

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

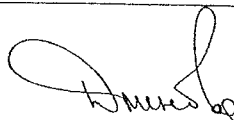
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- 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 мажы или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.

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

Составил:

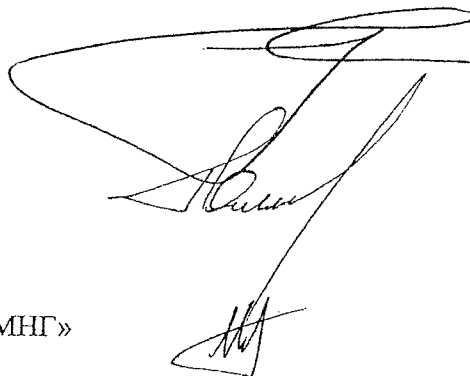
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



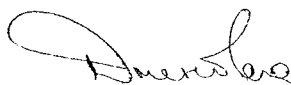
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова