

Формы 10



Задание на проектирование № 197-14
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18, 29»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18, 29
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной лицензионный участок
3.	Основание для проектирования
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера
6.	Требования к проектной организации
	– Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2017 г.
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 кустовых площадок № 18, 29 размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе высот в формате MapInfo.

	– Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.																																																																																																									
12.	Требования к выделению пусковых комплексов																																																																																																									
	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																																																																																																									
	ПС – 35/6 кВ «Куст-18» в центре нагрузок Северо-Островного месторождения нефти В соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)																																																																																																									
	<table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 «Куст-18» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №3)</td><td>26,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 «Куст-18» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №3)	26,0	Возможна корректировка																																																																																																			
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																								
ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 «Куст-18» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №3)	26,0	Возможна корректировка																																																																																																								
	<u>Куст № 18 – 12 скважины</u>																																																																																																									
	1-й этап строительства :																																																																																																									
	– «Обустройство 1-ой скважины куста №18» Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 8 Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 10 Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 18																																																																																																									
	<table><tr><th>месторождение</th><th>куст</th><th>Назвч. Натч, ГС</th><th>Пласт</th><th>Qпуск. м3/сут по жил</th><th>Qпуск. т/сут по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td>Северо-Островное</td><td>18</td><td>гор</td><td>Ю1(1)</td><td>85</td><td>44</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>натч</td><td>Ю1(1)</td><td>69</td><td>36</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Ю1(1)</td><td>84</td><td>36</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>натч</td><td>Ю1(1)</td><td>81</td><td>49</td><td>30</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Ю1(1)</td><td>84</td><td>40</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>водоз</td><td>ПК</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Ю1(1)</td><td>81</td><td>42</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>натч</td><td>Ю1(1)</td><td>88</td><td>45</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Ю1(1)</td><td>106</td><td>50</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>водоз</td><td>ПК</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>натч</td><td>Ю1(1)</td><td>81</td><td>49</td><td>30</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Ю1(1)</td><td>90</td><td>50</td><td>35</td></tr><tr><td colspan="4">Сумма</td><td>849</td><td>441</td><td></td></tr><tr><td colspan="4">Ср. Q</td><td>85</td><td>44</td><td></td></tr></table>	месторождение	куст	Назвч. Натч, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%	Северо-Островное	18	гор	Ю1(1)	85	44	40			натч	Ю1(1)	69	36	40			гор	Ю1(1)	84	36	50			натч	Ю1(1)	81	49	30			гор	Ю1(1)	84	40	45			водоз	ПК						гор	Ю1(1)	81	42	40			натч	Ю1(1)	88	45	40			гор	Ю1(1)	106	50	45			водоз	ПК						натч	Ю1(1)	81	49	30			гор	Ю1(1)	90	50	35	Сумма				849	441		Ср. Q				85	44	
месторождение	куст	Назвч. Натч, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																				
Северо-Островное	18	гор	Ю1(1)	85	44	40																																																																																																				
		натч	Ю1(1)	69	36	40																																																																																																				
		гор	Ю1(1)	84	36	50																																																																																																				
		натч	Ю1(1)	81	49	30																																																																																																				
		гор	Ю1(1)	84	40	45																																																																																																				
		водоз	ПК																																																																																																							
		гор	Ю1(1)	81	42	40																																																																																																				
		натч	Ю1(1)	88	45	40																																																																																																				
		гор	Ю1(1)	106	50	45																																																																																																				
		водоз	ПК																																																																																																							
		натч	Ю1(1)	81	49	30																																																																																																				
		гор	Ю1(1)	90	50	35																																																																																																				
Сумма				849	441																																																																																																					
Ср. Q				85	44																																																																																																					
	Основные показатели разработки представлены в Приложении № 9 Планируемое погружное оборудование куста скважин № 18 представлено в Приложении № 11																																																																																																									
	– «Автодорога на куст скважин № 18»,																																																																																																									
	<table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин № 18</td><td>2,70</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин № 18	2,70	Возможна корректировка																																																																																																			
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																								
Автодорога на куст скважин № 18	2,70	Возможна корректировка																																																																																																								

- «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 18» - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 18 (Приложение №2)	4,70	Возможна корректировка

- «Нефтегазопровод «к.18 – т.вр. к.29»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.18 – т.вр. к.29» (Приложение №15)	0,20	Возможна корректировка

2-й этап строительства – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин №18» - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 18 (Приложение №2)	4,70	Возможна корректировка

3-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр.к.18,29 – т.вр. в н.сб. с к.23,24»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «т.вр.к.18,29 – т.вр. в н.сб. с к.23,24» (Приложение №15)	2,50	Возможна корректировка

4-й этап строительства – вторая скважина;

5-й этап строительства – третья скважина;

6-й этап строительства – четвертая скважина;

7-й этап строительства – пятая скважина;

8-й этап строительства – шестая скважина;

9-й этап строительства – седьмая скважина;

10-й этап строительства – восьмая скважина;

11-й этап строительства – девятая скважина;

12-й этап строительства – десятая скважина;

13-й этап строительства – одиннадцатая скважина;

14-й этап строительства – двенадцатая скважина;

Куст № 29 – 24 скважины

1-й этап строительства :

– «Обустройство 1-ой скважины куста №29»

Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 9

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 11

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 29

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	29	гор	Ю1(1)	70	36	40
		нагн	Ю1(1)	64	33	40
		гор	Ю1(1)	86	44	40
		нагн	Ю1(1)	91	51	35
		гор	Ю1(1)	71	37	40
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	73	38	40
		нагн	Ю1(1)	71	40	35
		гор	Ю1(1)	86	48	35
		нагн	Ю1(1)	64	33	40
		гор	Ю1(1)	103	66	25
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	71	40	35
		нагн. в пзд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	69	39	35
		нагн. в пзд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	61	37	30
		нагн	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	59	38	25
		нагн. в пзд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	42	25	30
		гор	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	42	25	30
Сумма				1314	711	
Ср. Q				69	37	

Основные показатели разработки представлены в Приложении № 5

Планируемое погружное оборудование куста скважин № 29 представлено в Приложении № 7

– «Автодорога на куст скважин № 29»,

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 29	2,50	Возможна корректировка

– «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 29» - согласно технических условий энергоснабжающей организации

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 29	2,50	Возможна корректировка

– «Нефтегазопровод «к.29 – т.вр. к.18»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «к.29 – т.вр. к.18» (Приложение №1)	2,50	Возможна корректировка

2-й этап строительства – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин №29» - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №3)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 18 (Приложение №3)	2,50	Возможна корректировка

3-й этап строительства – вторая скважина;

4-й этап строительства – третья скважина;

5-й этап строительства – четвертая скважина;

6-й этап строительства – пятая скважина;

7-й этап строительства – шестая скважина;

8-й этап строительства – седьмая скважина;

9-й этап строительства – восьмая скважина;

10-й этап строительства – девятая скважина;

11-й этап строительства – десятая скважина;

12-й этап строительства – одиннадцатая скважина;

13-й этап строительства – двенадцатая скважина;

14-й этап строительства – тринадцатая скважина;

15-й этап строительства – четырнадцатая скважина;

16-й этап строительства – пятнадцатая скважина;

17-й этап строительства – шестнадцатая скважина;

18-й этап строительства – семнадцатая скважина;

19-й этап строительства – восемнадцатая скважина;

20-й этап строительства – девятнадцатая скважина;

21-й этап строительства – двадцатая скважина;

	<p>22-й этап строительства – двадцать первая скважина;</p> <p>23-й этап строительства – двадцать вторая скважина;</p> <p>24-й этап строительства – двадцать третья скважина;</p> <p>25-й этап строительства – двадцать четвертая скважина;</p>
14.	<p>Требования к техническим решениям</p> <p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 12, 13; – Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм; – Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии; – Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 15; – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно РД Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки. – При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры; – При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения; – При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, и оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин; – Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком; – Предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации 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. – По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая

установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики.

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика.
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85)
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908)

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97* п5.18* табл.4*)

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*).
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные 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.).
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторах, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи:
- перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в 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-

	<p>07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</p> <ul style="list-style-type: none"> – перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08,W-09 – Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001). – Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м; перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовые площадки №18, 29 расположены за пределами границ территории традиционного природопользования; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №16); – 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).
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

	п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<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 «Нижнеобьрыбвод»
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	– Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18.29»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин № 18 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 3 «Технические условия на электроснабжение куста скважин № 29</p>

	<p>Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 4 «Основные показатели разработки куста скважин № 18 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 5 «Основные показатели разработки куста скважин №29 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 6 «Планируемое погружное оборудование куста скважин № 18 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 7 «Планируемое погружное оборудование куста скважин № 29 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 8 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №18 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 9 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №29 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 10 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин № 18 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 11 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин № 29 Северо-Островного месторождения нефти»</p> <p>Приложение № 12 «Технические условия по автоматизации и АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №18»</p> <p>Приложение № 13 «Технические условия по автоматизации и АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №29»</p> <p>Приложение № 14 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Островного месторождения»</p> <p>Приложение № 15 «ТУ на проектирование промысловых трубопроводов»</p> <p>Приложение № 16 «Идентификационные признаки»</p> <p>Приложение № 17 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Приложение № 18 «Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК».</p>
25.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
26.	Срок выдачи тендерной документации
	– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<p>– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах</p> <p>– В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</p> <p>– Подрядчик загружает документацию в систему УПКС Заказчика.</p>
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<p>– Представить опросные листы в формате Заказчика</p> <p>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls.</p> <p>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).</p> <p>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно приложению №18.</p>
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-

	МНГ» (Приложение №17). – Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.xml, *.arp, *.xls.
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	– Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией. – После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ».
31.	Особые условия
	- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; - Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo; - Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования; - Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Инженер 2 категории ООПИР ДКСиРО



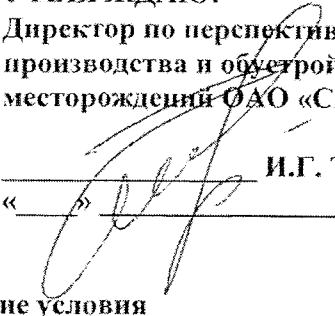
Сергеев А. А.

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18, 29»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p> Д. А. Николаев</p> <p>«<u> </u>» <u> </u> 2014 г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> И. Г. Тухфатуллин</p> <p>«<u> </u>» <u> </u> 2014 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> Е. В. Лещенко</p> <p>«<u> </u>» <u> </u> 2014 г.</p>	<p>Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды</p> <p> О. В. Анцелович</p> <p>«<u> </u>» <u> </u> 2014 г.</p>
<p>Начальник ООПИР</p> <p> С. Н. Бабкин</p> <p>«<u>20</u>» <u>11</u> 2014 г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

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

«» И.Г. Тухфатуллин
2014 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 18, 29».**

1.	Наименование объекта															
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 18, 29															
2.	Географическое положение объекта															
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной 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															
	2017 г.															
7.	Условия ввода в эксплуатацию															
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.															
8.	Состав проектируемого объекта:															
	<u>ПС-35/6 «Куст-18» в центре нагрузок Северо-Островного месторождения</u> в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)															
	<table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>ВЛ 35кВ на ПС 35/6 «Куст-18» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>26,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ 35кВ на ПС 35/6 «Куст-18» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	26,0	Возможна корректировка									
Наименование участка	Длина, км	Примечание														
ВЛ 35кВ на ПС 35/6 «Куст-18» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	26,0	Возможна корректировка														
	<u>Куст скважин № 18 – 12 скважин:</u>															
	<table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 18</td><td>2,70</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №18 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>4,70</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №18 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>4,70</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.18 - т.вр. к.29 (Приложение №3)</td><td>0,20</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 18	2,70	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №18 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,70	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №18 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,70	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.18 - т.вр. к.29 (Приложение №3)	0,20	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание														
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 18	2,70	Возможна корректировка														
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №18 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,70	Возможна корректировка														
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №18 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,70	Возможна корректировка														
Нефтегазопровод к.18 - т.вр. к.29 (Приложение №3)	0,20	Возможна корректировка														

Нефтегазопровод т.вр. к.18,29 - т.вр. в н.сб. с к.23,24
(Приложение № 1)

2,50

Возможна
корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5.1;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 18

месторождение	куст	Назнач. Натп. ГС	Пласт	Опуск. м3/сут по жид	Опуск. т/сут по нефти	%
Северо-Островное	18	гор	Ю1(1)	85	44	40
		нагн	Ю1(1)	69	36	40
		гор	Ю1(1)	84	36	50
		нагн	Ю1(1)	81	49	30
		гор	Ю1(1)	84	40	45
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	81	42	40
		нагн	Ю1(1)	88	45	40
		гор	Ю1(1)	106	50	45
		водоз	ПК			
		нагн	Ю1(1)	81	49	30
		гор	Ю1(1)	90	50	35
Сумма				849	441	
Ср. Q				85	44	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 18 представлено в Приложении №4.

Куст скважин № 29 – 24 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 29	2,50	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,50	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,50	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.29 - т.вр. к.18 (Приложение № 1)	2,50	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5.2;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 29

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q _{нук.} м3/сут по жид	Q _{нук.} т/сут по нефти	%
Южно-Островное	29	гор	Ю1(1)	70	36	40
		нагн	Ю1(1)	64	33	40
		гор	Ю1(1)	86	44	40
		нагн	Ю1(1)	91	51	35
		гор	Ю1(1)	71	37	40
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	73	38	40
		нагн	Ю1(1)	71	40	35
		гор	Ю1(1)	86	48	35
		нагн	Ю1(1)	64	33	40
		гор	Ю1(1)	103	66	25
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	71	40	35
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	69	39	35
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	61	37	30
		нагн	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	59	38	25
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	42	25	30
		гор	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	42	25	30
Сумма				1314	711	
Ср. Q				69	37	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
Планируемое погружное оборудование куста скважин № 29 представлено в Приложении № 4.

9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложениях №№ 7.1, 7.2;
- 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;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ИПД кустов № 18, 29:
Локальная, сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки.
Давление нагнетания в пласт 180 кгс/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 амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления)/складирования твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаги 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 ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

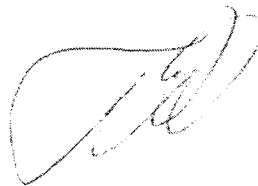
- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах - пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.);

	<ul style="list-style-type: none"> – 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); <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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"> – 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. – Кустовые площадки № 18, 29 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<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 «Нижеобьрыбвод».
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 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 промысловых 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 № 5.1 «Координаты первой скважины и НДС кустовой площадки № 18».</p> <p>Приложение № 5.2 «Координаты первой скважины и НДС кустовой площадки № 29».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7.1 «Технические условия на проектирование АСУ ТП кустовой площадки № 18».</p> <p>Приложение № 7.2 «Технические условия на проектирование АСУ ТП кустовой площадки № 29».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Островного месторождения».</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
	<p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
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 Северо-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 18, 29»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Гортиков А.А. " " 2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Новичков А.А. " " 2014г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В. " " 2014г.</p>



Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА
И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ул. Кузьмина, 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-66-88 факс: (34643) 4-67-99

17 мая/июн 2014 г.

На № _____

№ 1/6 - 936

от _____ 2014 г.

**Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко**

О направлении технических условий.

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по следующим объектам:

1. Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин №7. УПКС №14-20192014;
2. Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №28. УПКС №14- 20202014;
3. Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18,29. УПКС №14- 20212014;
4. Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230. УПКС №14- 20222014;
5. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №117. УПКС №14- 20232014;
6. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №68. УПКС №14- 20242014;
7. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №46. УПКС №14- 20252014;
8. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №56бис. УПКС №14- 20262014;
9. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №42бис. УПКС №14- 20272014;
10. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №30бис. УПКС №14- 20282014;
11. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №29бис. УПКС №14- 20292014;

Приложение: по тексту – 628 листов.

С уважением,

Начальник

М.Н. Бессонов

Лузин А.И.
тел:46-997

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

М.Т. Разин
2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин 18,28,29».

1. Месторождение, район строительства	Северо-Островное месторождение нефти. Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.29-г.вр.к.18» Нефтегазопровод «к.18-г.вр.к.29» Нефтегазопровод «г.вр.к.18,29-г.вр.в н.сб. с к.23,24» Нефтегазопровод «к.28-г.вр.в н.сб. с к.23,24»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.29-г.вр.к.18» От к.29 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Южно-Локосовского и на ДНС Кетовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1314/711$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «к.18-г.вр.к.29» От к.18 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора ДНС Южно-Локосовского и на ДНС Кетовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 849/441$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «г.вр.к.18,29-г.вр.в н.сб. с к.23,24» От г.вр.к.18,29 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора ДНС Локосовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2163/1152$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>4 этап. Нефтегазопровод «к.28-г.вр.в н.сб. с к.23,24» От к.28 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Южно-Локосовского и на ДНС Кетовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1314/711$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</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. (затвички с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ингибиторная защита, ОХЗ и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.
- Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали. выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДГТ.
- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предназначаемое 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;
- 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 (дежневой) 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 подопыи насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги и 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.

—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 I-III типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.

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

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

—Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;

—В проектной документации на рабочих чертежах (план трассе) 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 пятами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.

- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС
- Охрана и безопасность труда.**
- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;
 - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.
- По защите окружающей среды**
- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;
 - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия
- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.
 - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ИТО АНГДУ и с НГП-3 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.
 - Результаты изысканий согласовать с ИТО АНГДУ, 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 перспективному расширению предприятия
- Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.
- Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

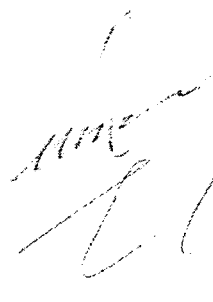
Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиПТ ДТТ



Е.А. Войтович

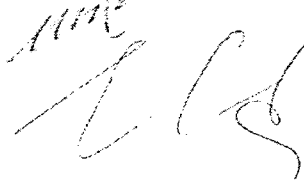
СОГЛАСОВАНО:

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



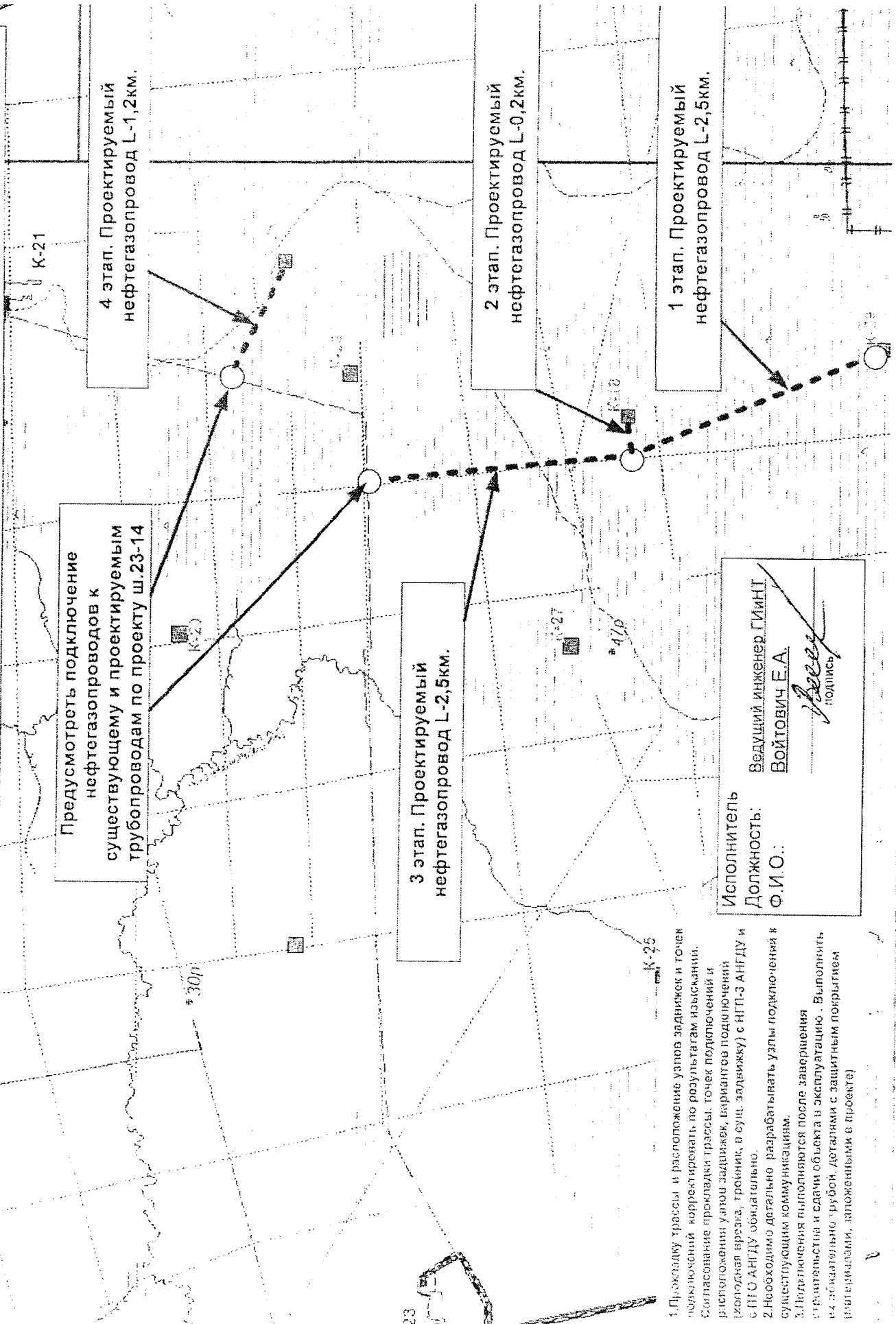
М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В. Евдокимов

Предлагаемая схема подключения нефтегазопроводов проектируемых кустов 18, 28, 29 Северо-Островного м/р. Приложение № 1



Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

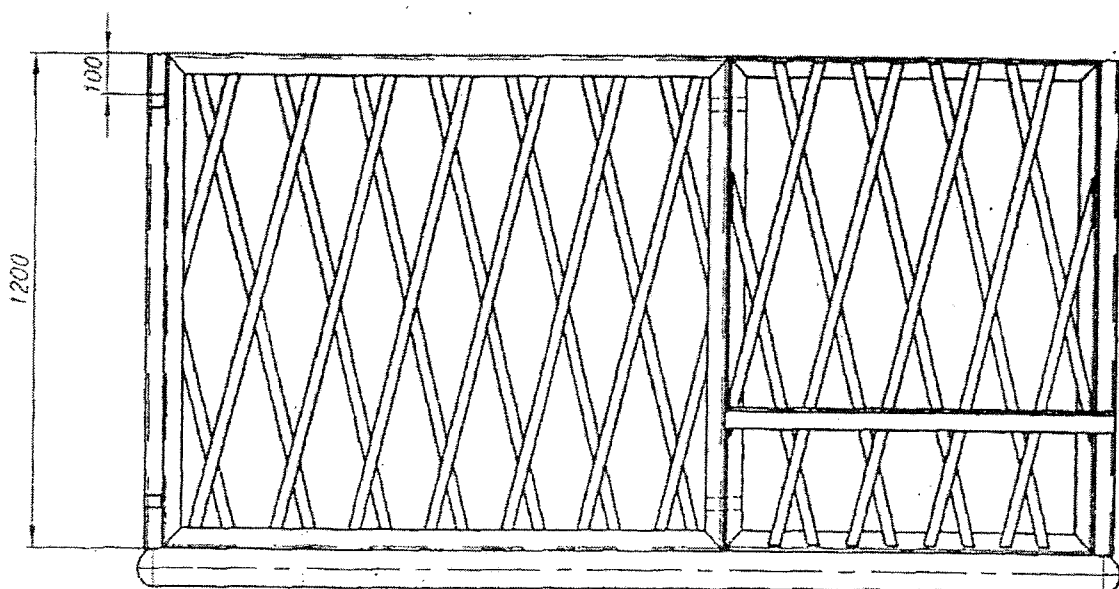
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

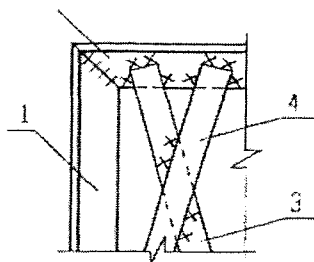
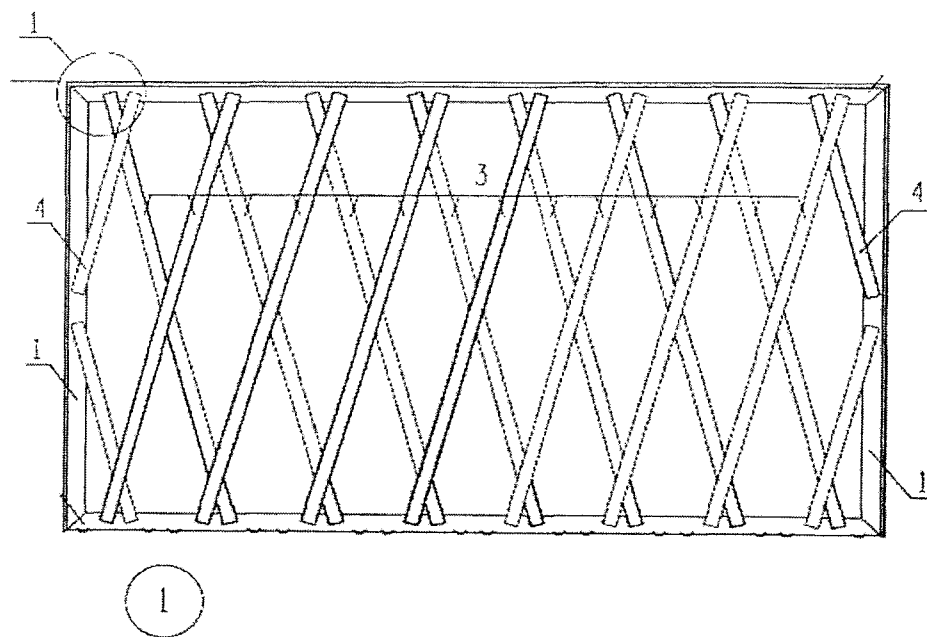
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

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

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

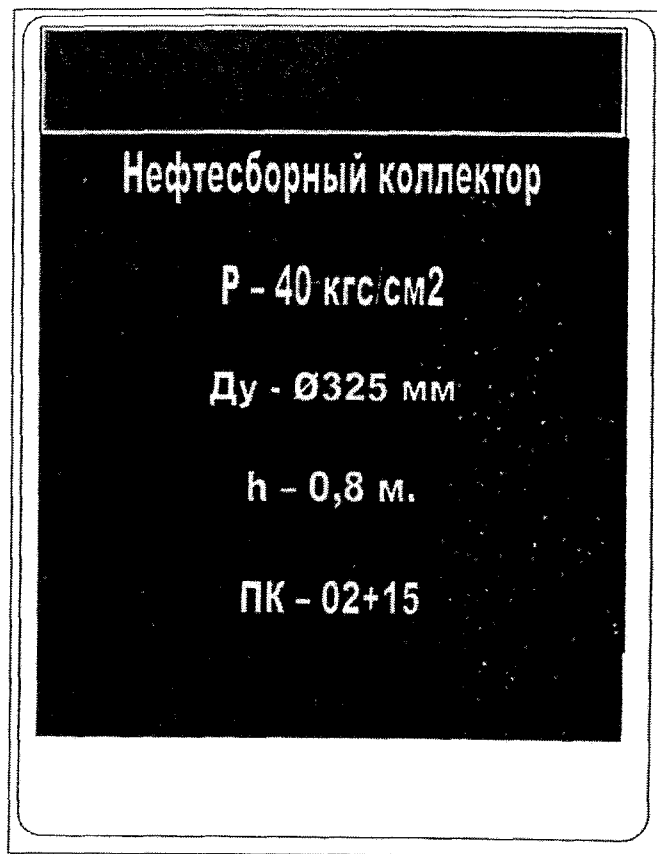
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Приложение №1

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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-69-02 факс: (34643) 4-62-53

" 13 " 11 2014 г.
На № _____

№ МР-540
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 объекту: « Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 18,28,29».

Приложение: ТУ – 8 л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

Е.А.Войтович
тел. 46-927

Приложение №2

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 264 - 2014 от 25.08.2014г.
на электроснабжение КП-18 С-Островного м/р

Запрашиваемая мощность – 1026 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-18 С-Островного 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. Подключение электроустановок КП-18 возможно только после выполнения I этапа данных технических условий.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Технические условия согласно письма ООО «МЭН» №02-14/2152 от 15.07.2014 года, на электроснабжение КП-18, КП-29, считать недействительными.
7. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
8. **Проектом предусмотреть:**
 - 8.1. I этап: Строительство ПС-35/6кВ в районе КП-18 на Северо-Островном месторождении.
 - 8.2. Точки подключения проектируемой ПС-35/6кВ существующая ВЛ-35кВ Ф-2,4 ПС-110/35/6кВ «Ново-Покурская». Номера опор в точке врезки уточнить проектом.
 - 8.3. Рассмотреть варианты точек подключения от других ВЛ-35кВ в зависимости от территориального расположения ПС-35/6кВ.
 - 8.4. При проектировании ПС-35/6кВ учесть следующее:
 - 8.4.1. Строительство ВЛ-35кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-18 на Северо-Островном месторождении.
 - 8.4.2. Технические характеристики ВЛ-35кВ определить проектом.
 - 8.4.3. Проверку сечения провода ВЛ-35кВ по экономической плотности тока.
 - 8.4.4. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 8.4.5. Применить внешнюю полимерную изоляцию и полимерные изоляторы опорно-стержневого типа.
 - 8.4.6. Предусмотреть ограничители перенапряжения типа ОПН 35кВ с регистраторами срабатывания (установку предусмотреть непосредственно перед трансформаторами напряжения и силовыми трансформаторами).
 - 8.4.7. Трансформаторы напряжения (ТН-35кВ, ТН-6кВ) предусмотреть с антирезонансными характеристиками.
 - 8.4.8. Силовые и контрольные кабели применить с изоляцией не распространяющей горение. Монтаж токовых цепей в ОРУ 35кВ выполнять кабелем сечением 4 мм² в остальных токовых цепях не менее 2,5 мм².
 - 8.4.9. Установить автоматические батареи статических конденсаторов на стороне 6кВ КУ1, КУ2 с 30% запасом по мощности и ступенями автоматического регулирования не более 25% от номинала.
 - 8.4.10. Управление компенсацией реактивной мощности выполнить на микропроцессорных блоках с возможностью изменения алгоритма компенсации реактивной мощности.
 - 8.4.11. Предусмотреть схему включения трансформаторов напряжения 35кВ через разъединители с выносом в сторону от секции шин (для безопасной работы на НАМИ-35 без отключения секции шин).
 - 8.4.12. Предусмотреть площадки обслуживания электрооборудования в ОРУ-35кВ: ТН-35 №1,2; Т-35 №1,2; В-35 №1,2; ЛР-35 №1,2; СВ-35кВ.

- 8.4.13. КРУН 6кВ в модульном здании. Расположение ячеек в здании двухрядное с воздушными выходами. Коммутационные аппараты – вакуумные выключатели.
- 8.4.14. Вакуумные выключатели на стороне 35 кВ с электромагнитным приводом (с ручным приводом для управления выключателем при отсутствии питания вторичных цепей).
- 8.4.15. Микропроцессорные устройства релейной защиты «Seram» фирмы «Шнайдер Электрик», для защиты трансформаторов Seram T87, TH – Seram 1000 + B22, ввод и отходящие линии – Seram 1000 S 42.
- 8.4.16. Отдельные автоматы для питания МПУ «Seram».
- 8.4.17. Удаленный доступ к микропроцессорным устройствам релейной защиты для считывания аварийных осциллограмм, телеуправления, изменения параметров.
- 8.4.18. Синхронизацию времени микропроцессорных устройств РЗА.
- 8.4.19. Вводные ячейки 6кВ с одним комплектом трансформаторов тока типа ТОЛ-СЭЦ-10 I-0,2S/0,2/10P/10P-10/10/15/15-1000/5.
- 8.4.20. Предусмотреть на отходящих присоединениях 6кВ трансформаторы тока класса точности 0,2S/0,2/10P с возможностью пломбирования цепи 0,2S для учета электроэнергии
- 8.4.21. Преобразователи ACE 949-2 и преобразователи для питания ACE 909-2.
- 8.4.22. Установку светодиодных ламп, светильников наружного, внутреннего освещения, отсеков ВН и шкафов РЗА.
- 8.4.23. Блок центральной сигнализации типа БМЦС. Дуговую защиту типа «ОВОД».
- 8.4.24. Зарядное устройство типа AEES НРТ-** с током заряда не менее 50 А и контролем изоляции.
- 8.4.25. Оперативный ток - постоянный 220 В.
- 8.4.26. Для питания цепей оперативного тока предусмотреть аккумуляторные батареи типа 12-V105F «PowerSafe».
- 8.4.27. Вводные АВ-0,4 кВ и АВР-0,4 кВ производства «Schneider Electric».
- 8.4.28. АВР-6кВ с восстановлением нормальной схемы электропитания после возобновления напряжения на питающих линиях, АВР, АВНР-6кВ с блокировкой по напряжению ТСН-6/0,4кВ.
- 8.4.29. Контроль работы АВР-6кВ предусмотреть по контролю напряжения секций шин 35кВ и 6кВ.
- 8.4.30. Выполнить проект системы телемеханики на базе контроллера «Омь» производства НПО «Мир» г.Омск
- 8.4.31. Блоки автоматических регуляторов напряжения силовых трансформаторов, управление блоками вывести в действующую систему телемеханики «Омь» ООО «МЭН» ЦДС г.Мегнон.
- 8.4.32. Вывести сигналы телеуправления и телесигнализации обогрева РУ–6кВ, 35кВ в систему ТМ «Омь» ООО «МЭН» ЦДС г.Мегнон.
- 8.4.33. Контроль min. max. напряжения заряда аккумуляторной батареи, измерения вывести в действующую систему телемеханики «Омь» ООО «МЭН» ЦДС г.Мегнон.
- 8.4.34. Измерение температуры на ПС с передачей ее в действующую систему телемеханики «Омь» и дистанционное управление.
- 8.4.35. Канал передачи данных на базе радиомодема Integra-TR. Частотный диапазон согласовать с ООО «МЭН».
- 8.4.36. Установка антенной мачты для каналообразующей аппаратуры.
- 8.4.37. Установить GSM-коммуникатор и комплект оборудования (антенна, блок питания, преобразователь интерфейсов) на ПС35/6кВ, выполнить программирование счетчиков и вывести на автоматизированный опрос.
- 8.4.38. Монтаж цепей телемеханики. Перечень и количество сигналов ТС,ТИ,ТУ согласовать с ООО «МЭН»

- 8.4.39. Установить пожарную сигнализацию, вывести сигналы на телесигнализацию.
- 8.4.40. Вывести все резервные блок-контакты выключателей 0,4кВ, 6кВ, 35кВ на клеммники шкафов РЗА.
- 8.4.41. Объединить интерфейсные цепи счетчиков отдельно для каждого из двух интерфейсов связи и отдельно по 1.2с.ш. Соединение выполнить на каждом присоединении через пломбируемую коробку (ответвитель).
- 8.4.42. Установить цифровые щитовые приборы с изменяемым вручную коэффициентом трансформации и коэффициентом перегрузки по току не менее 50% по напряжению не менее 20% от номинальных значений.
- 8.4.43. Токовые цепи учета разделить от цепей измерений и защит.
- 8.4.44. Для проведения поверки (калибровки) на месте установки в непосредственной близости к щитовым приборам (амперметрам) дополнительный клеммный блок для закорачивания токовой цепи и подключения поверочной установки.
- 8.4.45. Установить шкаф АВР-100В КРУН-6кВ для цепей учета электроэнергии и возможностью работы в ручном и автоматическом режиме.
- 8.4.46. Цепи учета на вводе №1,2 СН установить до подключения потребителей и цепей АВР-0,4кВ через автоматический выключатель с блок контактом и возможностью пломбирования цепей напряжения.
- 8.4.47. Проектом предусмотреть статью затрат на поверку всех трансформаторов тока и напряжения 6кВ, а также счетчиков электроэнергии непосредственно перед включением под напряжение (со сроком поверки не более 12 месяцев).
- 8.4.48. Вывод информации по учету электроэнергии на систему АСТУЭ/АСДУ производства ООО «НПО МИР» г.Мегион.
- 8.4.49. На СВ-6кВ, СВ-35кВ вводах 6кВ и 35кВ предусмотреть датчики мощности АЕТ311 (для контроля перетоков мощности) с выходом на АСДУ «Омь» через интерфейс RS485.
- 8.4.50. Установить стационарные системы контроля качества электроэнергии в соответствии с требованием ГОСТ 13149-97 и 54149-2010 с осциллографированием параметров сети 6кВ по 1,2 с.ш. 6кВ.

В комплект ЗИП включить:

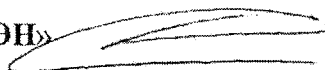
- 8.4.51. «SEPM 1000 +B22» (1шт).
- 8.4.52. «SEPM 1000 +T87» (1шт).
- 8.4.53. «SEPM 1000 +S42» (1шт).
- 8.4.54. Ноутбук для считывания аварийных осциллограмм, тестирования, программирования, изменения уставок и работы с базой данных устройств РЗА.
- 8.4.55. Трансформаторы тока нулевой последовательности для воздушного ввода производства «Schneider Electric» (2шт).
- 8.4.56. Спец. отвертки для клеммных соединений (2шт).
- 8.4.57. Кабель ЕВРО-УНИКУМ для связи с РС (1шт).
- 8.4.58. Диэлектрическую подставку (1шт).
- 8.4.59. Трансформатор напряжения НАМИТ- 6 (1шт).
- 8.4.60. Комплект трансформаторов тока 6кВ Ктг= 200/5 (3шт).
- 8.4.61. Комплект трансформаторов тока 6кВ Ктг= 300/5 (3шт).
- 8.4.62. Комплект предохранителей для ТН-6кВ.
- 8.4.63. Комплект предохранителей для ТН-35кВ.
- 8.4.64. Комплект предохранителей для ТСН-6кВ.
- 8.4.65. Комплект ОПН-6кВ (3шт).
- 8.4.66. Указатель напряжения 6кВ(2шт), 35кВ (2шт).
- 8.4.67. Коврики диэлектрические (26шт).
- 8.4.68. Перчатки диэлектрические (латекс) (2 пары).
- 8.4.69. Боты диэлектрические (для ОРУ) (2 пары).

- 8.4.70. Штанга изолирующая (оперативная или универсальная) (2 шт) на каждый класс напряжения.
- 8.4.71. Заземление переносное трехфазное $S=50\text{мм}^2$ (2 шт) на каждый класс напряжения.
- 8.4.72. Лестница изолирующая $L=3\text{м}$ (1 шт).
- 8.4.73. Ограждения временные (щиты) (2 шт).
- 8.4.74. Очки защитные (2 пары).
- 8.4.75. Комплект плакатов безопасности.
- 8.4.76. Стенд для размещения СИЗ (плакатов по электробезопасности, переносные заземления и т.д.).
- 8.4.77. Средства противопожарной защиты (огнетушители и т.д.). Предусмотреть место для их установки.
- 8.4.78. Прогрузочное устройство Ретом-51.
- 8.4.79. Комплект инструмента для монтажа вторичных цепей.
- 8.5. II этап: Электроснабжение КП-18 на Северо-Островном месторождении.
- 8.6. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-18.
- 8.7. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 8.8. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 8.9. Точки подключения: резервные ячейки проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-18 Северо-Островного м/р (I этап). Номера ячеек определить при проектировании.
- 8.10. Проверочный расчёт электрооборудования проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-18 с учётом проектируемых и перспективных нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов
- 8.11. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-18 — в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 8.12. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 8.13. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
- 8.14. Пункт АВР-6кВ на КП-18 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 8.15. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 8.16. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 8.17. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 8.18. 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».
- 8.19. 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».
- 8.20. 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.
- 8.21. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 8.22. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перекрестки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и

повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».

- 8.23. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 8.24. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-18.
- 8.25. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 8.26. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 8.27. Установку устройств защит ВЛ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 8.28. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-18 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 8.29. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 8.30. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 8.31. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 266-2014 от 15.08.2014 г.
на электроснабжение КП-29 Северо-Островного м/р.

Запрашиваемая мощность – 1621 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-29 Северо-Островного 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. Подключение электроустановок КП-29 возможно только после выполнения I этапа технических условий на электроснабжение КП-18 Северо-Островного м/р.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Технические условия согласно письма ООО «МЭН» №02-14/2152 от 15.07.2014 г., на электроснабжение КП-18, КП-29 С-Островного м/р, считать недействительными.
7. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
8. **Проектом предусмотреть:**
 - 8.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-29.
 - 8.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 8.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 8.4. Точки подключения: Резервные ячейки проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-18 Северо-Островного месторождения.
 - 8.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ в районе КП-18 Северо-Островного м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 8.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-29 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 8.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 8.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 8.9. Пункт АВР-6кВ на КП-29 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 8.10. 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».
 - 8.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 8.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 8.13. 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».
 - 8.14. 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».
 - 8.15. При попадании опор в зону загромождения при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 8.16. 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.
 - 8.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

С-Островный м/р

- 8.18. 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».
- 8.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 8.20. Линейные разъединители на первых отпаечных и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-29.
- 8.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пластичных зажимов.
- 8.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 8.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-29 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 8.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 8.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 8.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин



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

03 08 2014 г.
На № _____

№ 05-230
от _____ 20 ____ г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №1, КП №4, КП №6 Южно-Островного месторождения, КП №18 Северо-Островного месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №1 Южно-Островного месторождения;
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №4 Южно-Островного месторождения;
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №6 Южно-Островного месторождения;
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №18 Северо-Островного месторождения.

С уважением,
Начальник ДГиН

М.О. Перегудов

60-05-1141
08/08/14

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 18 Северо-Островного месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Островное	18	гор	Ю1(1)	85	44	40
		нагн	Ю1(1)	69	36	40
		гор	Ю1(1)	84	36	50
		нагн	Ю1(1)	81	49	30
		гор	Ю1(1)	84	40	45
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	81	42	40
		нагн	Ю1(1)	88	45	40
		гор	Ю1(1)	106	50	45
		водоз	ПК			
		нагн	Ю1(1)	81	49	30
		гор	Ю1(1)	90	50	35
Сумма				849	441	
Ср. Q				85	44	

Проектные данные по КП № 18 Северо-Островного месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин			объем добычи			объем закачки	Давление нагн	Газо-содерж-е	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	с отрабо	с отрабо	без отрабо	водозаб					
Аганское НГДУ														
1	Северо-Островное	18	Ю1(1)	12	6	4	0	0	2	849	441	800	180	46
1	Итого по месторождению			12	6	4	0	0	2				100	ЭЦН

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 18 Северо-Островного месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	КП №18										
1.1	Общий фонд скважин, шт	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	47	60	36	34	32	31	31	30	29	28
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	169	317	309	310	309	309	309	310	309	309
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м³	96	275	291	294	294	295	296	298	298	299
1.5	Ресурсы газа, млн.м³	2,2	2,7	1,7	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3

Начальник отдела ОПиМНР

А.М. Горбаль

Динамика основных показателей разработки КП № 29 Северо-Островного месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 29										
1.1	Общий фонд скважин, шт	11	23	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т. ч. - добывающих	7	13	14	14	14	14	14	14	14	14
	- нагнетательных	3	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс. т	43	93	92	78	75	72	70	68	66	64
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	118	346	477	480	478	478	478	480	478	478
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	61	332	439	438	439	438	438	438	439	438
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	2,0	4,3	4,3	3,6	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	2,9

Начальник отдела ОПИМР

А.М. Горбань

Приложение №5

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 29 Северо-Островного месторождения


месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	29	гор	Ю1(1)	70	36	40
		нагн	Ю1(1)	64	33	40
		гор	Ю1(1)	86	44	40
		нагн	Ю1(1)	91	51	35
		гор	Ю1(1)	71	37	40
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	73	38	40
		нагн	Ю1(1)	71	40	35
		гор	Ю1(1)	86	48	35
		нагн	Ю1(1)	64	33	40
		гор	Ю1(1)	103	66	25
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	71	40	35
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	69	39	35
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	61	37	30
		нагн	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	59	38	25
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	42	25	30
		гор	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	63	27	50
		гор	Ю1(1)	42	25	30
Сумма				1314	711	
Ср. Q				69	37	

Проектные данные по КП № 29 Северо-Островного месторождения


№ п.п.	Месторождение	Куст	Плат	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерже- ние м3/м	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн			жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отраб	без отраб	волосяб							
Аганское НГДУ															
1	Северо-Островное	29	Ю1(1)	24	14	5	3	2	1314	711	1200	180	46	100	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	14	5	3	2							

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

 Юрков И.С.

Начальник ОМППР ОАО "СН-МНГ"

 Горбань А.М.

Приложение №6

Перечень скважин КП №18 Северо-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Дпуск, м3/сут по жид-ти	Дпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, ПЭЛ, кВт
Северо-Островного	***	18	гор	Ю1(1)	85	44	40	5-80-2500	63
	***		наги	Ю1(1)	69	36	40	5-60-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	84	36	50	5-80-2500	63
	***		наги	Ю1(1)	81	49	30	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	84	40	45	5-80-2500	63
	***		водоз	ПК				5а-400-1800	180
	***		гор	Ю1(1)	81	42	40	5-80-2500	63
	***		наги	Ю1(1)	88	45	40	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	106	50	45	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				5а-400-1800	180
	***		наги	Ю1(1)	81	49	30	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	90	50	35	5-125-2500	90
					849	441			1026



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

03 07 2014 г.
На № МБ-599

№ 14-95
от 01 07 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх. № МБ-599 от 01.07.2014г. направляю перечень скважин: КП № 230 Ватинского месторождения; КП № 18, 28, 29 Северо-Островного месторождения; КП № 34 Ачимовского месторождения; КП № 39 Западно-Асомкинского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 6 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Приложение №7

Перечень скважин КП №29 Северо-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по вод.-гн	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Северо-Островного	***	29	гор	Ю1(1)	70	36	40	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	64	33	40	5-60-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	86	44	40	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	91	51	35	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	71	37	40	5-80-2500	63
	***		водоз	ПК				5а-500-2000	250
	***		гор	Ю1(1)	73	38	40	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	71	40	35	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	86	48	35	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	64	33	40	5-60-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	103	66	25	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				5а-700-2000	300
	***		гор	Ю1(1)	71	40	35	5-80-2500	63
	***		нагн. в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	69	39	35	5-60-2500	45
	***		нагн. в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	61	37	30	5-60-2500	45
	***		нагн	Ю1(1)	63	27	50	5-60-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	59	38	25	5-60-2500	45
	***		нагн. в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	42	25	30	5-45-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	63	27	50	5-60-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	63	27	50	5-60-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	42	25	30	5-45-2500	45
					1312	711			1621

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

17 июля 2014 г.
На № МБ - 596

№ ДН-65
от 1 июля 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

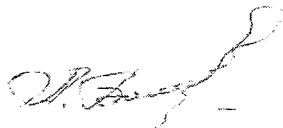
Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст,
включенный в план эксплуатационного бурения.

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	18	Северо-Островное	755 794	660 172	60°

Примечание: ТП – отсутствует

Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования



М.О.Перегудов

Северо-Островное месторождение КП № 18

K-28

Масштаб 1 : 31 000

27

P-47

K-18

P-94

K-29



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

17 июля 2014 г.
На № МБ - 596

№ ЗН-66#
от 1 июля 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	29	Северо-Островное	753 458	660 883	310°

Примечание: ТП - отсутствует

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Северо-Островное месторождение КП № 29

Масштаб 1 : 31 000

27

• Р-84



Р-47

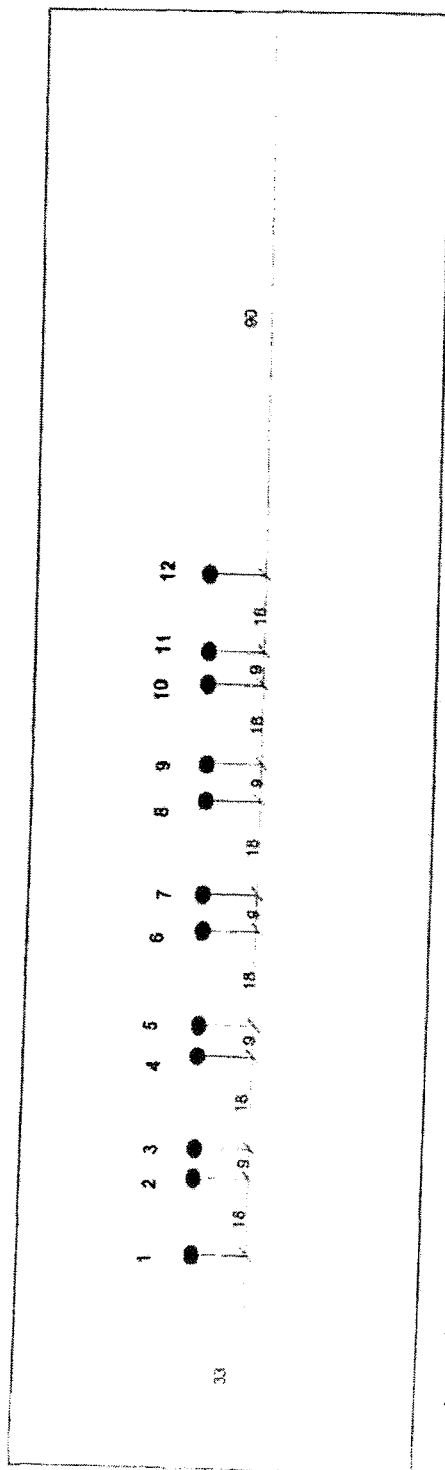
.

К-18



К-29

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 18 С-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 20.06.14г.)
 (с запиской БУ (от устья сважины до КР1Б) - 65 м
 Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * если без амбаров бурение
 в направлении бурения с одной сважинкой
 от устья сважины до КР1Б
 (с запиской БУ (от устья сважины до КР1Б) - 65 м)
 (с запиской БУ (от устья сважины до КР1Б) - 65 м)

Начальник ДСС ОАО "СН-МНГ"

Начальник ДГН ОАО "СН-МНГ"

Ил. специалист ПТО ДСС ОАО "СН-МНГ"

Брозов Д.А.

Парегудов М.О.

Уралов Д.И.

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

13 ноября 2014г.
На № _____

№ ОБ-46/1342
от _____ 2014г.

Начальнику ДПП и ОМ
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 разбурирования кустовых площадок, и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 18,28,29 С-Островного м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³;
2. КП № 46,68 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС

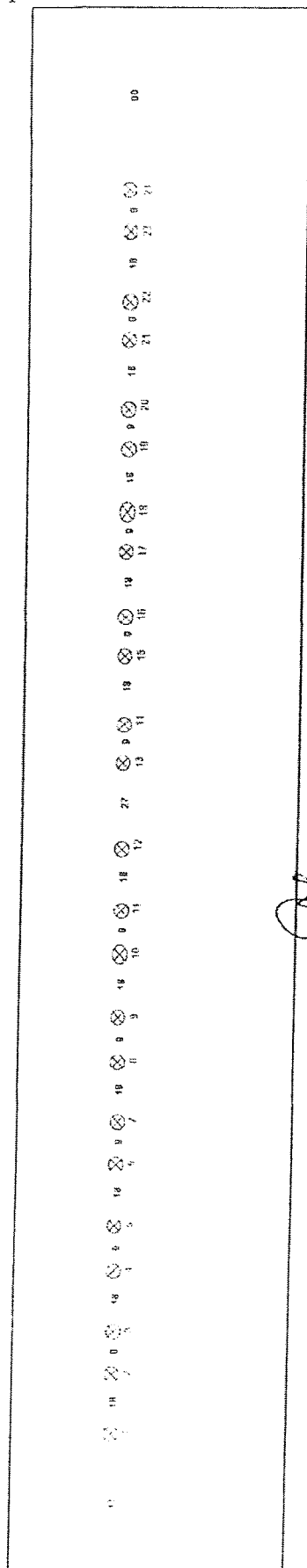


А.Н. Терешун

Д.И. Уразаев
49-150

Приложение №11

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА № 29 СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
по состоянию на 02.07.14г



Начальник ДСС

Д.А. Брюхов

Гл. специалист ПТО ДСС

Д.И. Уразлов

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 18».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 18», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

– ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 18 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 18» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 3 Покамасовского 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Покамасовского 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 № 18:

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 телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ЗКМ»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управлением 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 КПО («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

3. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вэлт ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004.
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 18.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

Шафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50⁰ С со степенью защиты IP 65.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 18.

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-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 18:

- 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-535-07с». 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-535-07с». 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-ЗСУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-ЗСУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РИП-12».

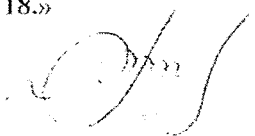
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

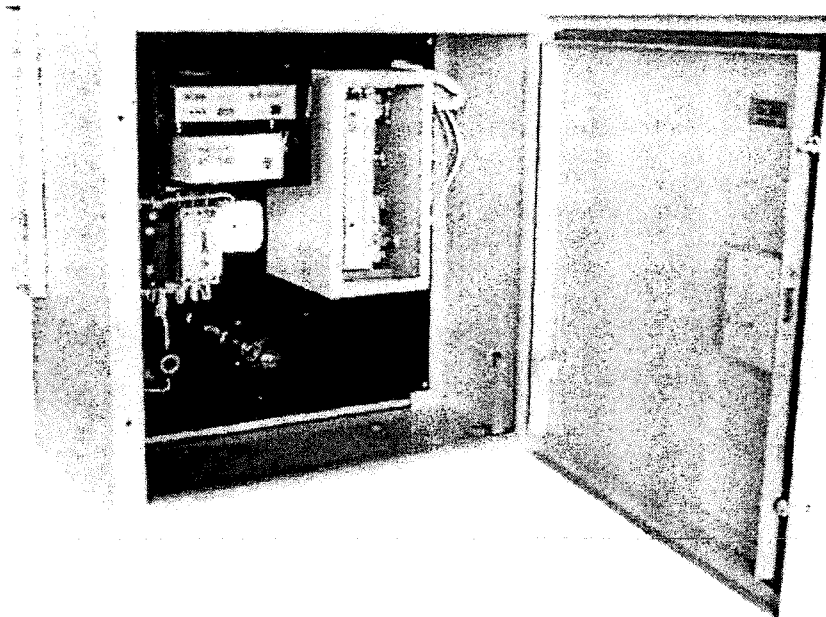
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в ЛБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Острого м/р. Куст скважин № 18.» до 07.07. 2015г.

Начальник ОА


С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

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

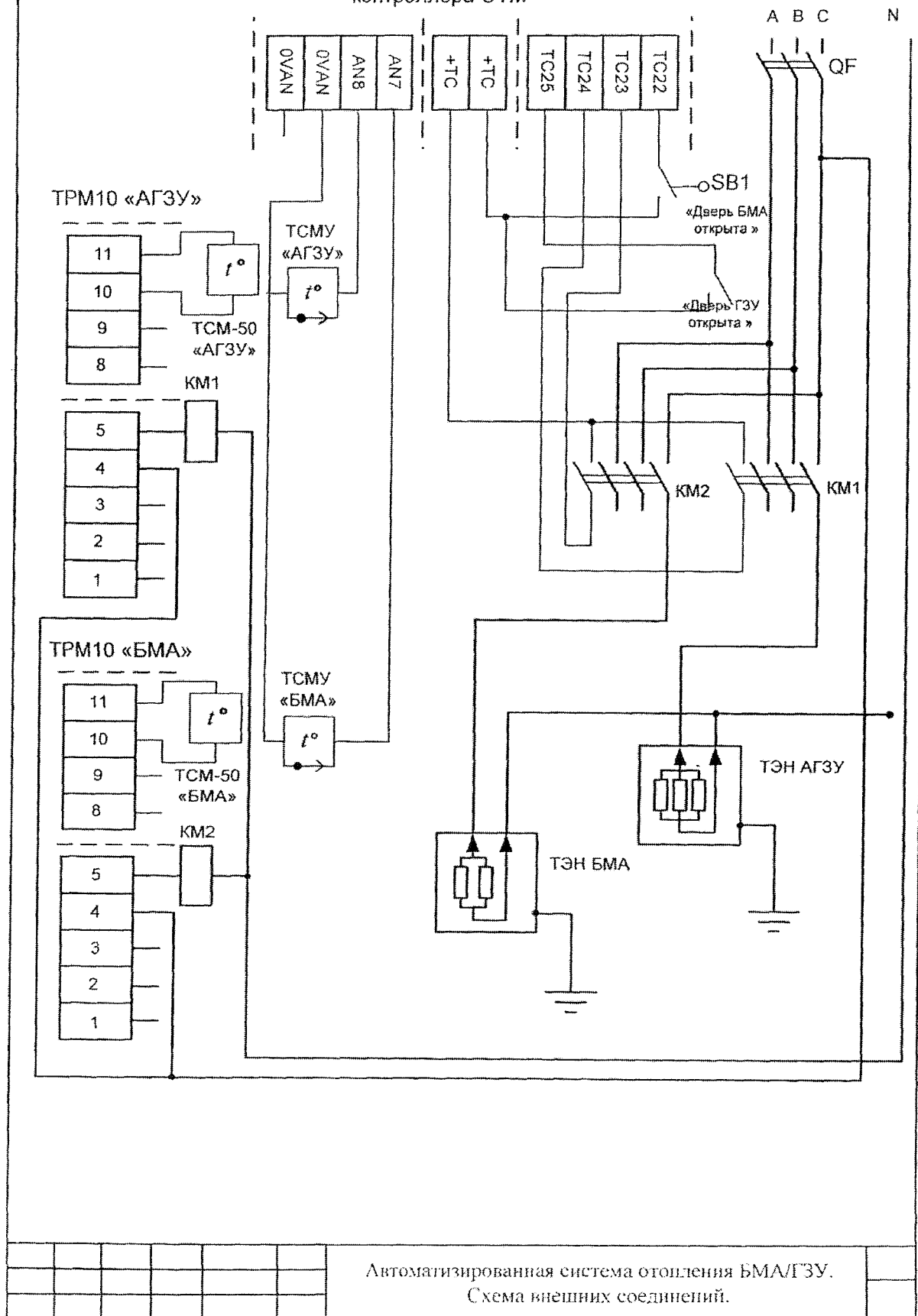
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
ДЛЯ ОБЪЕКТА
ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 18.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Покамасовского 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 блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,425 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. БС расположена снаружи здания на высоте 45 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

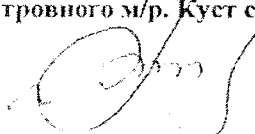
Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0877 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 18.» до 07.07. 2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



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

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

200__ г. №__

№ №__ от__

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 101-08-0877

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Зеленая ул., № 8, город Могилей, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684
6603016788

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

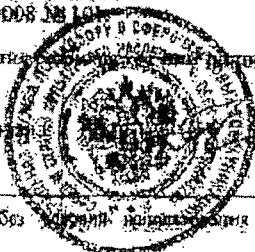
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заключение от 05.10.2007 № АК-1063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключенные экспертами в возможности использования радиотехнических средств в об-их электромагнитной совместимости с действующими и планируемым для использования радиотехническими средствами от 12.09.2007 № 07-3-021186 и приказ Россвязьтехинформации 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. Парков



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

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0877

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. Место установления, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотный диапазон должны соответствовать частотно-территориальному плану, утвержденному в установленном порядке.

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен владельцем 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 другим пользователям радиочастотным спектром другому пользователю без разрешения Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть, на основании интересов обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, в том числе, владельцам РЭС убытков, причиненных применением радиочастот или радиочастотных каналов.

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. Прекращение 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, действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлена 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 на использование в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным в ст. 11 ст. 24 Федерального закона от 17.07.2003 № 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 истечении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов коаксиального РЭС.

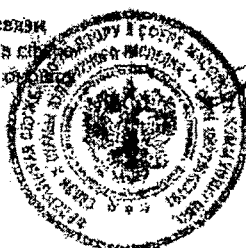
Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-2, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

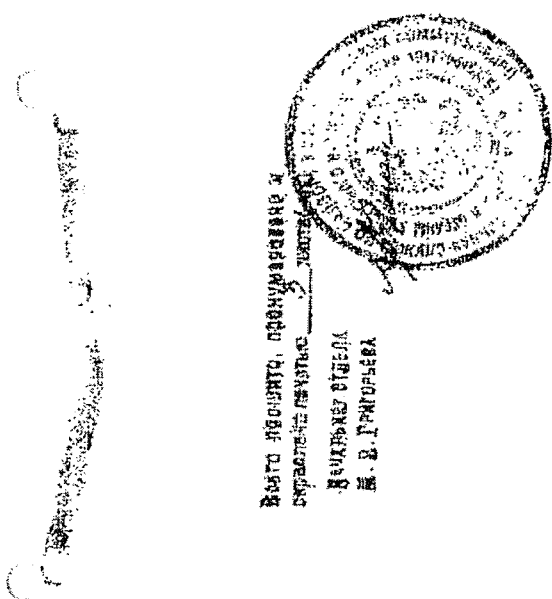
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	3K30F1D	
Мощность излучения АС:	стандартизация - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС: географические координаты (широта, долгота)	Высота антенны над уровнем моря	Коэффициент использования частот	Адрес / наименование объекта, на котором установлена антенна	Мощность излучения на выходе антенны (на канале)	Диапазон	Частоты	
							передача БС	прием БС (передача АС)
БС	Сургутский р-н, Полярное месторождение 61N07 74E37	45	7,0	7-360/0 вертикальный	25,0		161,4250	161,4250
АС	В зоне действия приема БС	до 100,0	3,0	0-360/0 горизонтальный	10,0		161,4250	161,4250

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



А.А. Павлов



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 29».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 29», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

– ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 29 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 29» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, вывод информации осуществлять в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 3 Покамасовского 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, с установкой в блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Покамасовского 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 № 29:

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 телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZKM»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1, 1:

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

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

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управлением 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 КПА («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

3. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вэлт ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
 - контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
 - вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 29.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

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

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 29.

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-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 29:

- 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 химвеществ 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-ЗСУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-ЗСУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РИП-12»

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

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

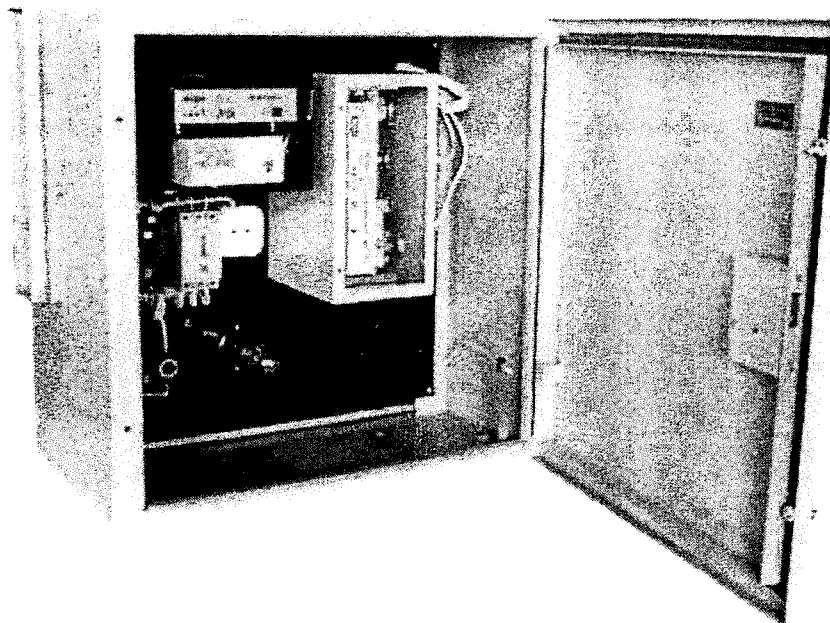
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 29.» до 07.07. 2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

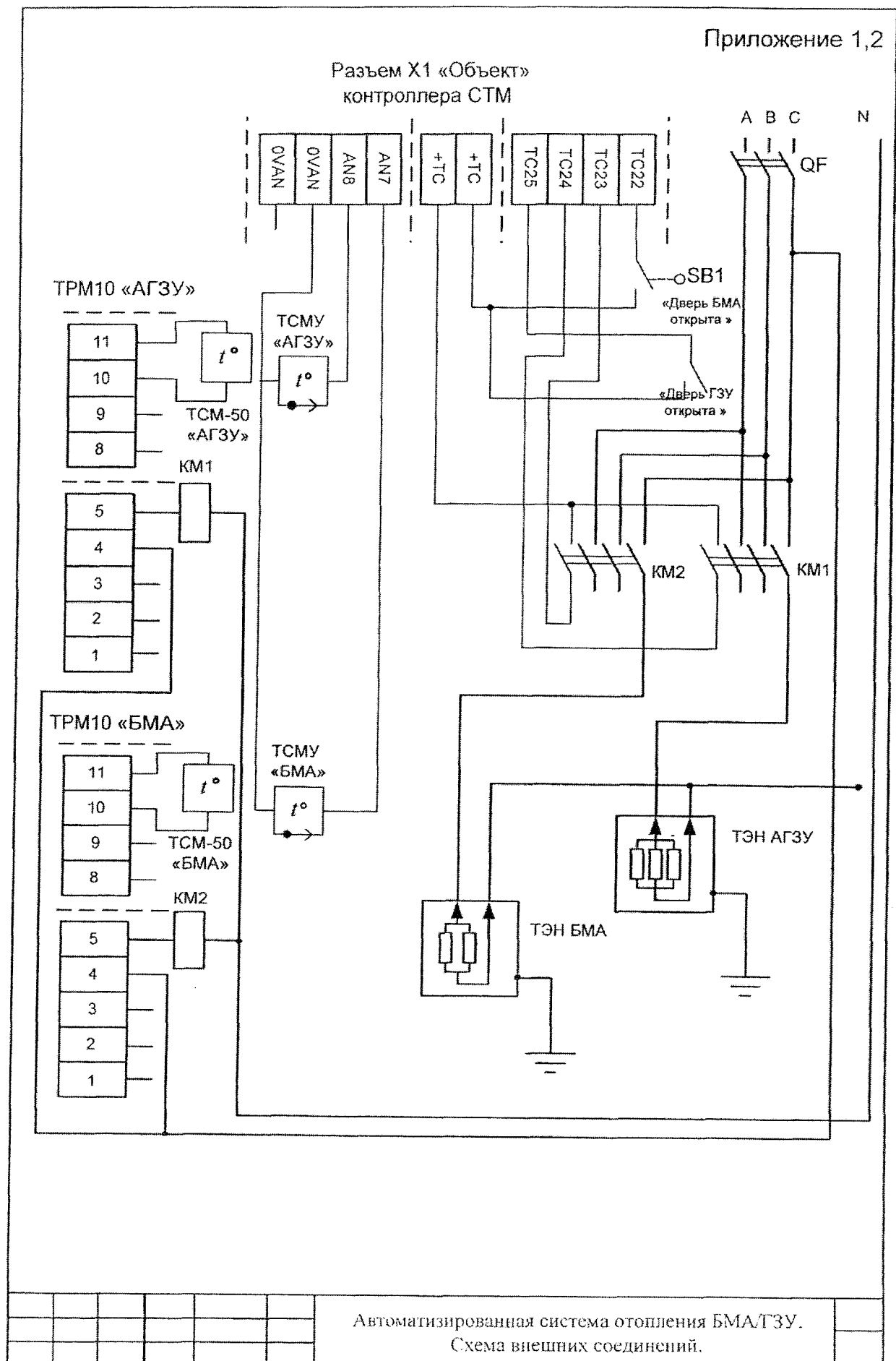
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
ДЛЯ ОБЪЕКТА
ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 29.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Покамасовского 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 блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,425 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти, Аганского НГДУ. БС расположена снаружи здания на высоте 45 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0877 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 29.» до 07.07. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЗАПОЛУНЕНИЮ ВОЗДУШНОГО МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Котайгородский проезд, д.7, стр.2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-75-30

200 г. №

№ № 97

РАЗРЕШЕНИЕ

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0877**

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Земляная ул., № 8, город Медногорск, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684
8605018748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная наземная

Назначение РЭС:

вспомогательная связь

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заключение от 05.10.2007 № АИ-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключенные экспертизы в возможности использования радиотехнических средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемым для использования радиотехническими средствами от 12.09.2007 № 07-3-021186 и приказом Роскультуры 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. Панкеев



Приложение: Настоящее разрешение без учета радиочастот или радиочастотных каналов подлежит уничтожению.

Приложение
к распоряжению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.09.2008 № 101-08-0477

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

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Проведение 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 распоряжением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим распоряжением не может быть передано другим пользователям 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 отменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцем РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Планируемое 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 передаче при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан внести плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Предельные сроки действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляются 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, приписанного разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлена Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 недействительности срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие радиорешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-3, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

3. Частотно-территориальный план радиосредства (сети).

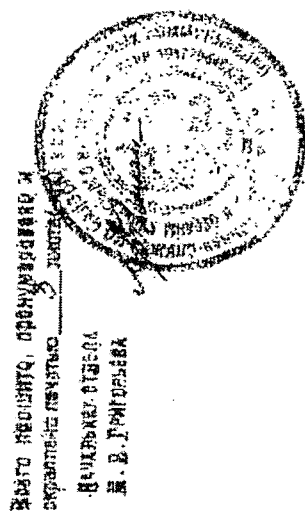
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стандартная - до 10 Вт	

Обозначение сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота антенны от уровня земли	Информация о помехах от других источников	Антенна / угол наклона антенны / высота антенны / радиус действия	Мощность излучения на выходе передатчика (на канал)	М.к.д. антенны	Частоты	
							передатчик БС	прием БС (прием АС)
БС	Сургутский р-н, Полярное поселение 61N07 74E37	45	7,0	0-360° / вертикальная	25,0		161,4250	161,4250
АС	В зоне действия приема БС	до 100,0	7,0	0-360° / вертикальная	10,0		161,4250	161,4250

Начальник Управления
радиочастотной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере
телекоммуникаций, связи и радио-
культурного наследия



А.А. Панков



«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18, 29»
(полное наименование объекта)

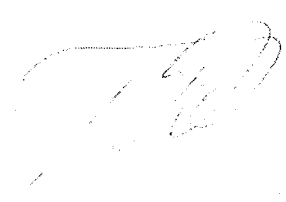
**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Сургутский район, Северо-Островное месторождение**
(адрес расположения объекта)

<i>№ п/п</i>	<i>Признаки</i>	<i>Идентификация по признакам</i>	<i>Примечание</i>
Кусты скважин №18, 29 (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтебзоры от кустов скважин №18, 29 до точек врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора	

		продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на кусты скважин №18, 29			
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	Нет	

	постоянным пребыванием людей		
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильные дороги на кусты скважин №18, 29			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и 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	Нормальный	

Ведущий инженер ОПМ ДПРПМ



А.И. Лузин

Северо-Островное месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты	
		БВ _з	ЮВ ₁ ^{1а}
Ср. глубина кровли коллектора (а.о.)	м	-2242,1	-2680,9
Абсолютная отметка ВНК	м	-2249,0	-2711,0
Тип залежи		Массивный	Пластово-сводовый, осложненный зонами деструкции и литологическим экраном
Тип коллектора			Терригенный
Площадь нефтеносности / нефтенасыщенная толщина	тыс.м ² м	8732 / 1,5	205878 / 3,2
Общая толщина	м	20,9	9,4
Нефтенасыщ. толщина	м	4,2	4,5
Пористость	%	20	16
Нефтенасыщенность	доли ед.	0,53	0,59
Проницаемость	мД	14,9	8,5
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,55	0,47
Коэффициент расчлененности		5,4	3,1
Начальная пластовая температура	°С	79,5	100
Начальное пластовое давление	МПа	21,6	28,0
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,3	9,8
Вязкость нефти в пластовых усл.	мПа·с	1,64	1,16
Плотность нефти в поверх. усл.	т/м ³	0,860	0,848
Плотность нефти в пластовых усл.	т/м ³	0,728	0,783
Объемный коэффициент нефти	ед.	1,24	1,13
Газовый фактор	м ³ /сут	52	46

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

	<ul style="list-style-type: none"> Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.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 (нефтесборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство

автомобильной дороги отдельно.

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

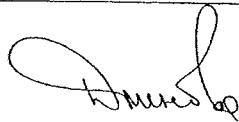
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»




Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова

июнь 2014г

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО "СП-МНН", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
1	Трубы и детали трубопроводов	1	1410ТЧ	Муфты обечайные	Подрядчик		
		2	606НМН	Механизированные устройства ТО трубопроводов	Подрядчик		
		3	705НМН	Трубы Стеклопластик	Подрядчик		
		4	1490ТЧ	Трубы водомазопровод.	Подрядчик (от Ду15 до Ду151)	Заказчик	
		5	1360ТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	1370ТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	1380ТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	1460ТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	1470ТЧ	Трубы большой диаметра		Заказчик	
		10	1180ТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602НМН	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, заглушки, обечайки, штуцера, Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	0940ТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	0950ТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	761НМН	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтегазовое оборудование	16	1160ТЧ	Резьбы и резер. обор.		Заказчик	
		17	1170ТЧ	Нефтегазопаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтоны и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистки сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и смежные печи	Подрядчик с смежными печами	Заказчик	
		31		Комплектующие печи и смежных	Подрядчик		
		32		Кирпачи печей	Подрядчик		
		33		Металлоконструкции	Подрядчик		
		34	0100ТЧ	Дизельные	Подрядчик		
		35	0100ТЧ	Газовые	Подрядчик		
		36	0100ТЧ	Верхние	Подрядчик		
		37	0100ТЧ	Днища	Подрядчик		
		38	0100ТЧ	Аппараты	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	3160ТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	3170ТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	3180ТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	4580ТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	4590ТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	4840ТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	МаслаИМП	Подрядчик		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подрядчик		
		46	697ИМП	Смазки	Подрядчик		
		47		Охлаждающие жидкости	Подрядчик		
		48		Гидравлические жидкости	Подрядчик		
		49		Бензол, толуол	Подрядчик		
		50		Прочие нефтепродукты	Подрядчик		
		51	1180ТЧ	Котел и энерг.обор.		Заказчик	
		52	1220ТЧ	Эл. кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	2230ТЧ	Электронагр. элем.	Подрядчик		
		54	2240ТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	2250ТЧ	Эл. печи промышленные	Подрядчик		
		56	2260ТЧ	Обогреват. промышлен.	Подрядчик		
		57	2270ТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	2280ТЧ	ПРА для эл. ламп	Подрядчик		
		59	2290ТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	2300ТЧ	Лампы местн. освещен.	Подрядчик		
		61	2310ТЧ	Лампы кварц. галоген.	Подрядчик		
		62	2320ТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	2330ТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	2340ТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	2350ТЧ	Светильник взрывозаш.		Заказчик	
		66	2360ТЧ	Светильник промышлен.		Заказчик	
		67	2370ТЧ	Светильн. общ. назнач.	Подрядчик		
		68	2380ТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	2390ТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	2400ТЧ	Пржекторы		Заказчик	
		71	2410ТЧ	Коробки эл. установоч.		Заказчик	
		72	2420ТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	2430ТЧ	Эл. разъемы, роз. вил.	Подрядчик		
		74	2440ТЧ	Наконечники кабелей	Подрядчик		
		75	2450ТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	2490ТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (накладные и, проушины (диск))	Заказчик	
		77	2640ТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	2720ТЧ	Трансформ. разлечен.	Подрядчик (ТС 40-25 ТФХМ, ТФЛ, ТДК, ТПД, тока Т-0-00-50, Т-0-00-25 напряжения)	Заказчик	
		79	2730ТЧ	Трансформаторы тока			
		80	2740ТЧ	Трансформ. напряжения			
		81	2750ТЧ	Трансформ. лаборатор.			
		82	2760ТЧ	Электродв. общепром.		Заказчик	
		83	2770ТЧ	Электродв. асинхронн.		Заказчик	
		84	2780ТЧ	Электродв. синхронные		Заказчик	
		85	2810ТЧ	Выключатели высоковольт.		Заказчик	
		86	2820ТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	2840ТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ по группе	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	284ОТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик с АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0,1А до50А)	Заказчик	
		89	285ОТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 525, 3х40, 1ПВМ2-10)	Заказчик	
		90	286ОТЧ	Контакты		Заказчик	
		91	287ОТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	288ОТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	289ОТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	290ОТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	291ОТЧ	Предохран.высоковольт	Подрядчик		
		96	292ОТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-Н, РЗ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-Н 220, радиодетали)	Заказчик	
		97	293ОТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	294ОТЧ	Выключатели крышные	Подрядчик		
		99	295ОТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	296ОТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	297ОТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	298ОТЧ	Переносные заземлен	Подрядчик		
		103	299ОТЧ	Тех.диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-У 30, указатели положения)		
		104	300ОТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	301ОТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	304ОТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	305ОТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	306ОТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	307ОТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	308ОТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	309ОТЧ	Счетчики эл.энергии	Подрядчик		
		112	310ОТЧ	Электроизм.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	374ОТЧ	Низковольтн.оборудов.	Подрядчик		
		114	385ОТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	386ОТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме ДУ 1020 - 1420)	
		116	390ОТЧ	Лампы коммут.сигн	Подрядчик		
		117	393ОТЧ	Шкафы расп.автомат.		Заказчик	
		118	530ОТЧ	ЗЧ Газ.периф.аппарат		Заказчик	
		119	533ОТЧ	ЗЧ компр ДЭН-160ШМ		Заказчик	
		120	612ИМП	ЗЧ к эл.оборудован		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-прот.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	2700ОТЧ	Трансформ.подстанций		Заказчик	
		126	2710ОТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	3030ОТЧ	Дизель электростанции		Заказчик	
		128	3910ОТЧ	Трансформаторы 1МВН		Заказчик	
		129	722ИМП	Низковольтн.амперные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электроаппаратура		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подразчик	Поставка Заказчик	Комментарий
6	Блочные-комплексное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КНП и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры	Подразчик		
		136	2580ТЧ	Радиовол. телеаппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подразчик (Кроссы оптические, радиокабель, ретрансляторы, узлы, трюмоговорители, усилители, нуль-микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиодетали	Подразчик		
		138	2610ТЧ	КНП и А прочие	Подразчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	2620ТЧ	З/ч к прочим КНП и А	Подразчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, преобразовники)	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КНП и А		Заказчик	
		142		Приборы электронизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. прибор (маном., терм., датч. давл., фильтры, редукт.)	Подразчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, шкафы КНП, электрические, компьютерные, сетевое оборуд.		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подразчик		
		150		Приб. и аппаратура для систем автоматич. пожаротуш. и пож. сигнал	Подразчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапаны регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, в т.ч.	154	1290ТЧ	Задвижки трубопроводов	Подразчик (от Ду15 до Ду10)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	Пром. Трубопр. Арматур	Подразчик (от Ду15 до Ду10)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подразчик (от Ду15 до Ду10)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подразчик (кроме высокого давления Ру160-200, 250)	Заказчик	
		158	5200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения домофона	Подразчик		
		159	703ИМП	Клапаны обводные	Подразчик (от Ду10 до Ду100)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки канальные	Подразчик (от Ду15 до Ду10)	Заказчик от Ду50	
		161	1210ТЧ	Враны трубопроводные	Подразчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

Хит	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
	прокладки металлические	162	123ОТЧ	Вентили трубопровод	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	124ОТЧ	Клап.обратн.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	125ОТЧ	Клап.предох.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	126ОТЧ	Клап.обр.повор.труб.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	128ОТЧ	Клап.регул.трубопр.		Заказчик	
		167	133ОТЧ	Электроп.трубоц.арм.		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепек к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, кожа, бумага и бумажные изделия, Клеевые вещества и герметики, Спец. оптические материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и пневмокабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства зап.ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	180ОТЧ	Сплавы	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припой	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стропы,комплекс к ним	Подрядчик		
		180	323ОТЧ	Дорнит,бурукрытия	Подрядчик		
		181	338ОТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	342ОТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, брусля,)	Подрядчик		
		183	343ОТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плитуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
		184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые; локти чугунные канализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетно-щеточн.матер.	Подрядчик		
		189	357ОТЧ	Вспомогат.инструмент	Подрядчик		
		190	358ОТЧ	Вспомогат.материалы	Подрядчик		
		191	359ОТЧ	Матер.для дефектоск.	Подрядчик		
		192	384ОТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	400ОТЧ	Химреаг.холод.обор.	Подрядчик		
		194	401ОТЧ	Химреаг.сварн.обор.	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг.котел.обор.	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг.испытатр.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технической материал	Подрядчик		
		198	519ОТЧ	Оборудование для стальной		Заказчик	
		199	527ОТЧ	Оборудование для трубостр.	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	538ОТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры не м-р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборудованием)	
		202	700ИМП	Бытовая техника ями.	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборудованием)	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибк. (план.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастот.	Подрядчик		
		206	215ОТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	216ОТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	217ОТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	218ОТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	219ОТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	220ОТЧ	Пров. и шнур установ.	Подрядчик		
		212	221ОТЧ	Провод неизолирован		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изд. для каб. лин. пр.	Подрядчик (кабельные монтажные, лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибк. (план.)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	344ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		223	345ОТЧ	Спецобувь	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив. защ.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопродукт	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат медный	Подрядчик (не стандартные нормы)	Заказчик	
		229	171ОТЧ	Прокат латуновый	Подрядчик		
		230	172ОТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	173ОТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	175ОТЧ	Титано-маг. прокат	Подрядчик		
		233	184ОТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (не стандартные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (не стандартные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат тигрованный	Подрядчик (не стандартные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (балки стальные, колесные, шпирковидные, балки стальные, ст. квадратные, ст. круглые, полтора, квадратные, шпирки)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллера		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь листовая	Подрядчик		
		241	184ОТЧ	Сталь оцинкованная	Подрядчик		
		242	185ОТЧ	Сталь полостная		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	А. подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
		243	1560ТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	1570ТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колючая, катанка, сетки кладочные, сетки «Рабица» сетка плетеная, сетка тканая, проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	1580ТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	1590ТЧ	Ст. лист. прос.-вытяж.		Заказчик	
		247	1600ТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	1610ТЧ	Настил стал. профил.	Подрядчик		
		249	1620ТЧ	Прокат лист. рефлсн.	Подрядчик		
		250	1630ТЧ	Прокат лист. оцинк.	Подрядчик		
		251	1640ТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	1650ТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III d8-22)	Заказчик	
13	Материалы и оборудования общестроительного назначения	253	0960ТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	0970ТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	0980ТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	0990ТЧ	Вентил. промыш. прочие	Подрядчик (канальные, оконные, вентиляционные короба, воздуховоды, узлы прохода, решетки вентиляционные, дефлекторы, кондиционеры бытовые, сплит-системы.)	Заказчик	
		257	2480ТЧ	Металлорукья	Подрядчик		
		258	3230ТЧ	ЛакотрасМтрСтроител	Подрядчик		
		259	3370ТЧ	Тампонажн. материалы	Подрядчик		
		260	3400ТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузки, плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колоды, лотки, плиты лотков, кольца, перемычки, колонны)	Подрядчик (кроме дорожных плит и сей ЖБ.)	Заказчик	
		261	3410ТЧ	Строительн. материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои, стекло, линолеум, плитка для пола и стен кирпич, плиты минероловатные, скерда для изоляции, груб, поринги поролоновые, панели МДФ, пена монтажная, герметики, подвесные потолки, панели потолочные, пенопласт, трубы теплоизоляционные, ронни, жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамика)	Подрядчик		
		262	3960ТЧ	Сип мат.(пес. кварц.)	Подрядчик		
		263	4050ТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
		264	4580ТЧ	Композитные материалы	Подрядчик		
		265	4570ТЧ	ЛакотрасМтрАвтоб	Подрядчик		
		266	4890ТЧ	Металлоаквадизит, компа	Подрядчик		
		267	630НМН	Экз. вход оборуд	Подрядчик		
		268	631НМН	Экз. вход МашиОбор	Подрядчик		
		269	632НМН	Экз. вход АрхУстНойЗаб	Подрядчик		
		270	698НМН	Лакотрасочн. матер	Подрядчик		
		271	714НМН	ТоргПромышОборудНМН	Подрядчик		
		272	73НМН	Строительн.Материалы	Подрядчик		
		273		Ню. вышесланные и др. мат	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
		274		Керамические и фарфоровые изделия	Подрядчик		
		275		Лаккрасочные материалы	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Пиаоматериалы	Подрядчик		
		279		Клпцаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Столярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок, щебень, гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГИМ, приспособления	289	0810ТЧ	Присп. по тех.безоп.	Подрядчик		
		290	1050ТЧ	Под.-тран.обор.тали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-тран.обор.лебед.	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-тран.обор.лифты	Подрядчик		
		293	1810ТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	1920ТЧ	Строительн.инструм.	Подрядчик		
		295	1930ТЧ	Измерительн.инструм	Подрядчик		
		296	1950ТЧ	Абразивн.инструмент	Подрядчик		
		297	1960ТЧ	Электротех.инструмент	Подрядчик		
		298	1970ТЧ	Слес.-монтаж.инструм	Подрядчик		
		299	1980ТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	1990ТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	2000ТЧ	Сверла	Подрядчик		
		302	2010ТЧ	Резиы	Подрядчик		
		303	2020ТЧ	Плшки	Подрядчик		
		304	2030ТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	2040ТЧ	Развертки	Подрядчик		
		306	2050ТЧ	Гребенки металлореж.	Подрядчик		
		307	2090ТЧ	Станочн.принадлежност	Подрядчик		
		308	2100ТЧ	Потшпшники	Подрядчик		
		309	2500ТЧ	Электрошвабники	Подрядчик		
		310	2510ТЧ	Свароч.обор.и компл.	Подрядчик		
		311	2520ТЧ	Газопл.обор.и компл.	Подрядчик		
		312	2530ТЧ	Приборы исп.докирпост		Заказчик	
		313	752НМП	Сборные железобетонные		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка. Подрядчик	Поставка. Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и контрольная техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания.		Заказчик	
		315	2690ТЧ	Бытовое эл/оборудов		Заказчик	
		316	4100ТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	4720ТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм.обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	4070ТЧ	Компьют. вычисл.тех.		Заказчик	
		320	4080ТЧ	Сетев.и коммун.обор.		Заказчик	
		321	4090ТЧ	Ксерокопир.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	Компьют.Вычисл.Тех-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев.и Коммунал.Обор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопир.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	Доп.Оборуд.КВычисл.Техн		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	3110ТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	5260ТЧ	Мебель промыш.з.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к Лаб.Обор.Поуско		Заказчик	
		329	719ИМП	Лаборатор.Оборуд.ИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	3110ТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	Лаборатор.Оборуд.ИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	2650ТЧ	Холод.обор.промышлен		Заказчик	
		335	2660ТЧ	Торговопромыш.оборуд		Заказчик	
18	Электроизоляционные материалы	336	4040ТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие шкафы, Поемента, Оргстекло, Текстолинт)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	3240ТЧ	Рукава гибк.полимер	Подрядчик		
		338	3250ТЧ	Рукава буровые	Подрядчик		
		339	3260ТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	3270ТЧ	Рукава резинотехнич.	Подрядчик		
		341	3280ТЧ	Ремни клиновые	Подрядчик		
		342	3290ТЧ	Ремни венп. для автр.	Подрядчик		
		343	3300ТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	3310ТЧ	Парониты	Подрядчик		
		345	3320ТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	3330ТЧ	Асбоизделия	Подрядчик		
		347	3340ТЧ	Электроизол.мат.	Подрядчик		
		348	4490ТЧ	Фторопластов.Изделия	Подрядчик		
		349	4810ТЧ	Стандарты РТИ	Подрядчик		
		350	708ИМП	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		351		Резинотехнические изделия	Подрядчик		
		352		Асбестотехнические изделия	Подрядчик		
		353		Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		354		Графитовые изделия	Подрядчик		
		355		Пластмассовые изделия	Подрядчик		
		356		Прокладки	Подрядчик		
		357		Набивки	Подрядчик		
		358					
		359		Крепежные изделия черные (гайки, шайбы, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

