

Форме 10

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

 А. М. Пятаев
 «_____» _____ 2014 г.

Задание на проектирование 193-14
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №68»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №68
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский 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
	2015г.
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 кустовой площадки № 68, 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 <u>Куст скважин № 68 – 9 скважин</u> 1-й этап строительства : – «Обустройство 1-ой скважины куста №68» Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5 Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 6 Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 68 <table><tr><th>мест. бурения</th><th>куст</th><th>Вид бур. Нагн. ГС</th><th>Плотт</th><th>Факт. м³/сут. по жкт</th><th>Факт. т/сут. по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td rowspan="9">Гидродонское</td><td rowspan="9">68</td><td>гор. с МГ РП</td><td>ЮВ3</td><td>98</td><td>52</td><td>40</td></tr><tr><td>кати</td><td>ЮВ2+3</td><td>23</td><td>12</td><td>40</td></tr><tr><td>гор. с МГ РП</td><td>ЮВ2</td><td>95</td><td>45</td><td>40</td></tr><tr><td>кати</td><td>ЮВ2+3</td><td>23</td><td>12</td><td>40</td></tr><tr><td>гор. с МГ РП</td><td>ЮВ2</td><td>115</td><td>61</td><td>40</td></tr><tr><td>плотт</td><td>ПК</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>гор. с МГ РП</td><td>ЮВ3</td><td>103</td><td>55</td><td>40</td></tr><tr><td>кати</td><td>ЮВ2+3</td><td>23</td><td>12</td><td>40</td></tr><tr><td>гор. с МГ РП</td><td>ЮВ2</td><td>98</td><td>52</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>Сумма</td><td>568</td><td>301</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>Ср. Q</td><td>71</td><td>38</td><td></td></tr></table> Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 Планируемое погружное оборудование куста скважин № 68 представлено в Приложении № 4 – «Автодорога на куст скважин № 68», <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин № 68</td><td>0,50</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> – «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 68» (1 этап) - согласно технических условий энергоснабжающей организации <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>«ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 68» (1 этап)</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	мест. бурения	куст	Вид бур. Нагн. ГС	Плотт	Факт. м³/сут. по жкт	Факт. т/сут. по нефти	%	Гидродонское	68	гор. с МГ РП	ЮВ3	98	52	40	кати	ЮВ2+3	23	12	40	гор. с МГ РП	ЮВ2	95	45	40	кати	ЮВ2+3	23	12	40	гор. с МГ РП	ЮВ2	115	61	40	плотт	ПК					гор. с МГ РП	ЮВ3	103	55	40	кати	ЮВ2+3	23	12	40	гор. с МГ РП	ЮВ2	98	52	40			Сумма	568	301				Ср. Q	71	38		Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин № 68	0,50	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	«ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 68» (1 этап)	0,4	Возможна корректировка
мест. бурения	куст	Вид бур. Нагн. ГС	Плотт	Факт. м³/сут. по жкт	Факт. т/сут. по нефти	%																																																																										
Гидродонское	68	гор. с МГ РП	ЮВ3	98	52	40																																																																										
		кати	ЮВ2+3	23	12	40																																																																										
		гор. с МГ РП	ЮВ2	95	45	40																																																																										
		кати	ЮВ2+3	23	12	40																																																																										
		гор. с МГ РП	ЮВ2	115	61	40																																																																										
		плотт	ПК																																																																													
		гор. с МГ РП	ЮВ3	103	55	40																																																																										
		кати	ЮВ2+3	23	12	40																																																																										
		гор. с МГ РП	ЮВ2	98	52	40																																																																										
		Сумма	568	301																																																																												
		Ср. Q	71	38																																																																												
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																														
Автодорога на куст скважин № 68	0,50	Возможна корректировка																																																																														
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																														
«ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 68» (1 этап)	0,4	Возможна корректировка																																																																														

– «Нефтегазопровод «к. 68 – т.вр.к.68»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод «Нефтегазопровод «к. 68 – т.вр.к.68»	0,60	Возможна корректировка
– (Приложение № 1)		

2-й этап строительства «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 68» (1 этап) - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 68» (1 этап)	0,40	Возможна корректировка
(Приложение №2)		

3-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр. к. 68 – т.вр.к.68»

Проектирование высоконапорных водоводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами закачки жидкости. Требуемое давление нагнетания рабочего агента в пласт **190 кгс/см²**.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. к. 68 – т.вр.к.68»	0,60	Возможна корректировка
(Приложение № 1)		

4-й этап строительства «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 68» (2 этап) - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 68» (2 этап)	2,40	Возможна корректировка
(Приложение №2)		

5-й этап строительства «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 68» (2 этап) - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 68» (2 этап)	2,40	Возможна корректировка
(Приложение №2)		

6-й этап строительства – вторая скважина;

7-й этап строительства – третья скважина;

8-й этап строительства – четвертая скважина;

9-й этап строительства – пятая скважина;

10-й этап строительства – шестая скважина;

11-й этап строительства – седьмая скважина;

12-й этап строительства – восьмая скважина;

13-й этап строительства – девятая скважина.

14. Требования к техническим решениям

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

производства;

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в *Приложении № 2*;
 - Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см^2 , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
 - Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
 - Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в *Приложении № 1*;
 - Требования к организации системы ППД куста № 68 Тайлаковского месторождения, давление нагнетания в пласт **190** 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 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 ФЗ-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 проветрить в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
 - перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
 - перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09
 - Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).
- 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; – Кустовая площадка №68 расположена в границах территории традиционного природопользования; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №68) – 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
	<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 №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
	<ul style="list-style-type: none"> – 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 Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №68»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин № 68 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин № 68 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин № 68 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем пласта с одной скважины проектируемого куста скважин № 68 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения»</p>

	Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ». Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК».
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
	– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах – В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	– Представить опросные листы в формате Заказчика – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls. – 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). – Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно приложению №11.
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 №10). – Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arg, *.xml, *.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
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:

Зам. начальника ООПир ДПИРиВОЭ



Игнатов С. В.

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №68»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p style="text-align: right;"> Д. А. Николаев</p> <p>« » 2014 г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p style="text-align: right;"> И. Г. Тухфатуллин</p> <p>« » 2014 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p style="text-align: right;"> Е. В. Лещенко</p> <p>« » 2014 г.</p>	<p>Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды</p> <p style="text-align: right;"> О. В. Анцелович</p> <p>« » 2014 г.</p>
<p>Начальник ООПИР</p> <p style="text-align: right;"> С. Н. Бабкин</p> <p>« 20 » 11 2014 г.</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 декабря 2014 г.
На № _____

№ 116-936
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.Н.
тел:46-997

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 Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 68».

1.	Наименование объекта		
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 68		
2.	Географическое положение объекта		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский 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		
	2015 г.		
7.	Условия ввода в эксплуатацию		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.		
8.	Состав проектируемого объекта:		
	<u>Куст скважин № 68 – 24 скважины:</u>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 68	0,50	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №68 (1 этап) в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,4	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №68 (1 этап) в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,4	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №68 (2 этап) в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,4	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №68 (2 этап) в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,4	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.68 – т.вр. к.68 (Приложение №1)	0,6	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр.к.68 – т.вр.к.68 (Приложение №1)	0,6	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 68

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск.	Qпуск.	%
				м3/сут по жил	т/сут по нефти	
Тайлаковское	68	гор, с МГРП	ЮВЗ	98	52	40
		нагн	ЮВ2+3	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	85	45	40
		вагн	ЮВ2+3	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	115	61	40
		водоз	ПК			
		гор, с МГРП	ЮВЗ	103	55	40
		нагн	ЮВ2+3	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	98	52	40
			Сумма	568	301	
			Ср. Q	71	38	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 68 представлено в Приложении №4.

9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/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 (нефтеборных 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 нефтеборов;
- Требования к организации системы ППД куста № 68:
Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки.
Давление нагнетания в пласт 190 кг/см²;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При 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 аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно, принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:


- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.);
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98);

	<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 - C0 (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 - C0 (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. – Кустовая площадка № 68 расположена в границах 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 «Нижнеобьрыбвод».
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 промисловых трубопроводов».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского 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.

	<ul style="list-style-type: none">– 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 ОПОМ ДПРПиОМ



А.И. Лузин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Кусты скважин № 68»

<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 Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Мережкин Р.А. " " 2014г.</p>



Приложение №1

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

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

" 0 + " 11 2014 г.
На № _____

№ МР-524
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 Тайлаковского месторождения нефти. Кусты скважин № 46,117,68,86,296,306,566,426,».

Приложение: ТУ – 68 л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

Е.А.Войтович
тел. 46-927

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

 М.Г. Разин
« » 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №68»

1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.68-т.вр.к.68» Высоконапорный водовод «т.вр.к.68- к.68»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.68-т.вр.к.68» От к. 68 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 568/301$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – Ду150мм</p> <p>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.68- к.68» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.68 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 600$ Давление в точке подключения - определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения - определить по результатам изысканий.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</p> <p>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для грубой продукции согласовать с ДТИ.</p> <p>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ)</p>

проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;

- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовых площадках для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы; Максимальное давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия - от бровки земляного

полотна на 2м;

2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

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

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

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

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

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

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

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

–При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

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

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

–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.

–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.

	<ul style="list-style-type: none"> - Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; - При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО ВНГДУ и с НГП-4 ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

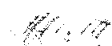


М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин



1,0

K-68

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L-0,6 км.

20 4
0,24

сосна
береза

2 Этап. Проектируемый
высоконапорный водовод L- 0,6 км.

0,5

1,0

1. Прокладку трассы и расположение узлов заданных и точек подключения корректировать по результатам проектных.
2. Согласование прокладки трассы, точек подключения и расположения узлов заданных, вариантов подключения (подземный, надземный, в суча, заданный) с НГП и с ПТО Восточного НДДУ областного.
3. Необходимо детально разработать узлы подключения к существующим коммуникациям.
4. Подключенная аппаратура после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнить на объекте трубопровод, детали и с защитными покрытиями (материалы, лакокрасочные материалы в проекте).

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИП

Войтович Е.А.

подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

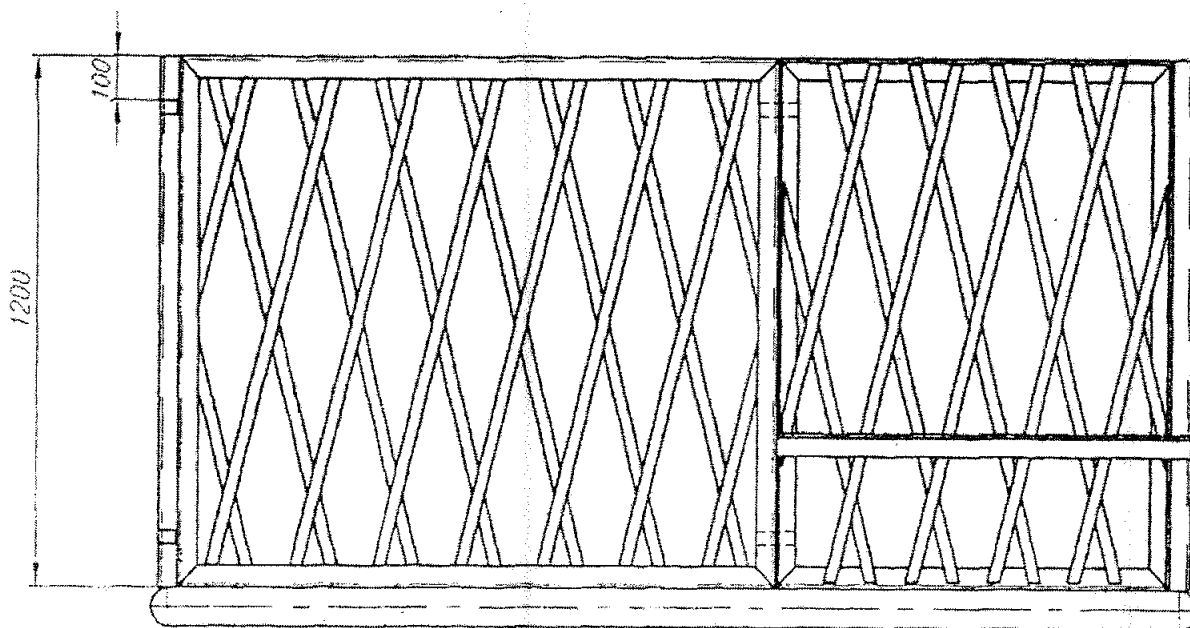
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

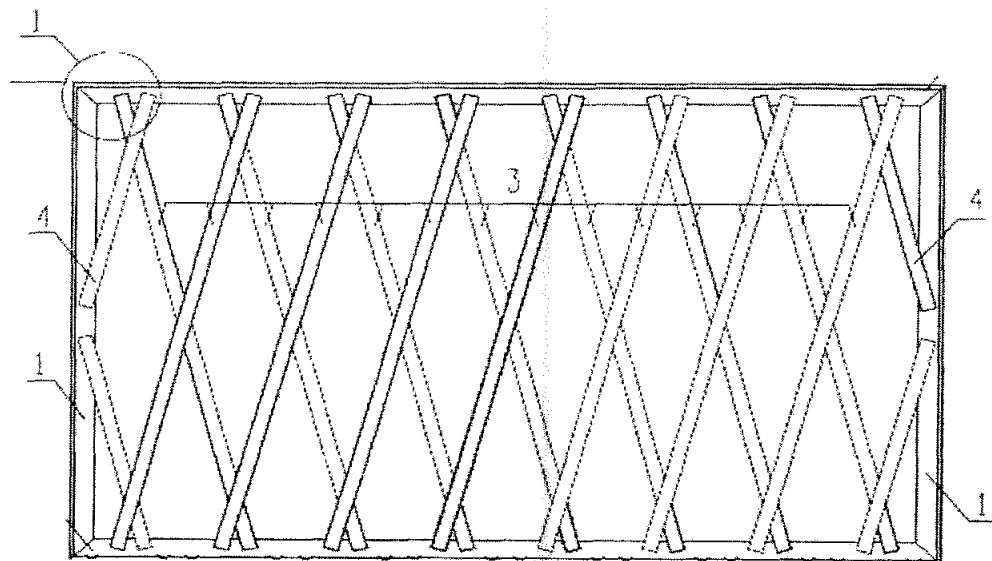
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

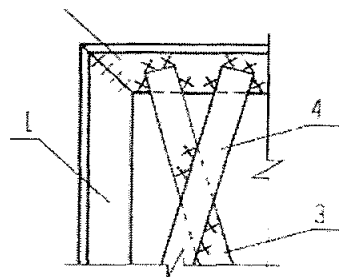
Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



1



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

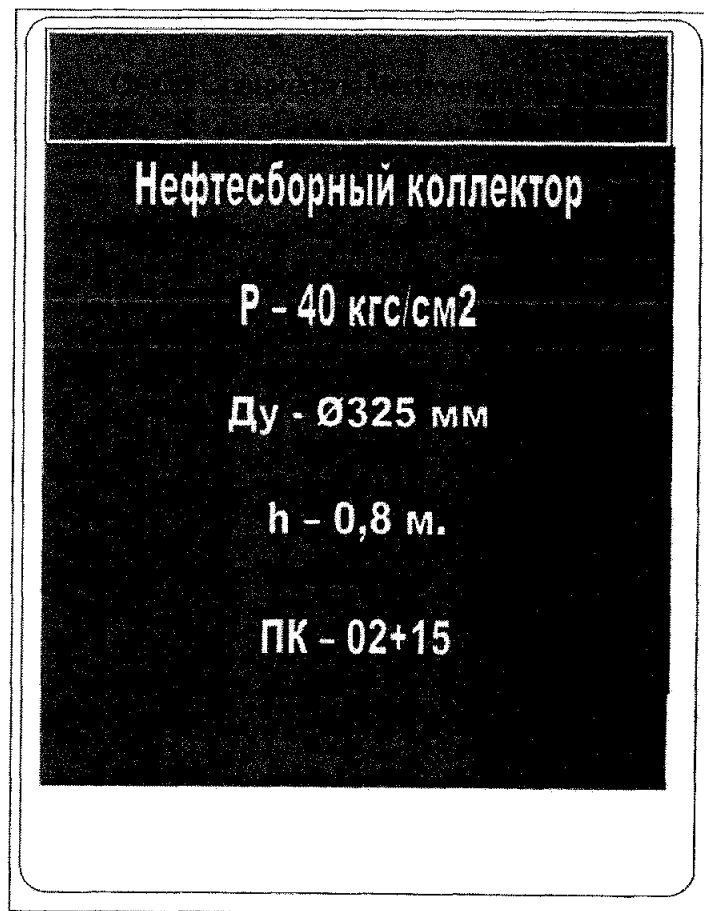
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Приложение №2

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

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

№ 0082/р-р 2014 г.
На № _____

№ ВКС- 0454
от _____ 2014г.

Волков Е. В.
Для направления
на рассмотрение ТУ,
присланных

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-68
Тайлаковского м/р, КП-46 Западно-Усть-Балыкского м/р.

Приложение: 1. ТУ №334-2014 от 07.11.2014г. - 4 листа в 1 экз.;
2. ТУ №1641-НС от 05.11.2014г. - 2 листа в 1 экз.

В.Е. Сыровежкин

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

№ 0082/р-р
10.11.14

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 334-2014 от 07.11.2014г.
на электроснабжение КП-68 Тайлаковского м/р.

Запрашиваемая мощность – 819 кВт.

1. Электроснабжение потребителей КП-68 возможно только после выполнения технических условий №219-2014 от 09.07.2014г. на электроснабжение КП-63.
2. Разработать проект электроснабжения КП-68 Тайлаковского м/р.
3. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Срок действия ТУ – 6 месяцев.

7. **Проектом предусмотреть:**


- 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-68.
- 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 7.4. Подключение КП-68 производить поэтапно:
 - 7.4.1. 1 этап: точки подключения КП-68: Существующая опора №51 ВЛ-6кВ Ф-9 ЗРУ-6кВ Энергокомплекса КП-69. Проектируемая ВЛ-6кВ Ф-10 ЗРУ-6кВ Энергокомплекса КП-69 от существующей опоры №7 до КП-63, согласно ТУ №219-2014 от 09.07.2014г..
 - 7.4.2. 2 этап: перевод нагрузок Ф-9,10 ЗРУ-6кВ Энергокомплекса КП-69 на вновь построенную ПС-35/6кВ «КП-69». Точки подключения: Резервные ячейки №15, 18 ПС-35/6кВ «КП-69».
- 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КП-69» Тайлаковского м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 7.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-68 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
- 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-68 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 7.10. 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».
- 7.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 7.13. 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».
- 7.14. 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».
- 7.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.

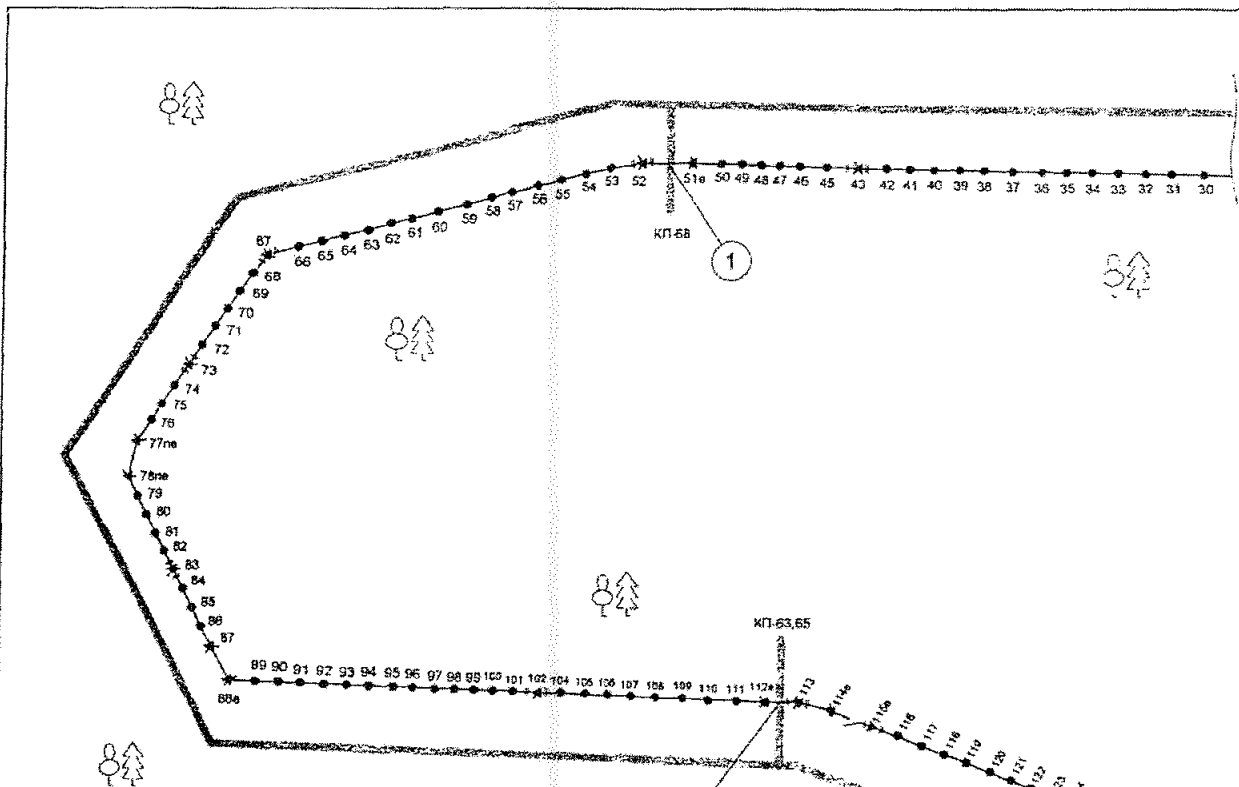
- 7.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 7.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 7.18. 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».
- 7.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 7.20. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-68.
- 7.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 7.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 7.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-68 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 7.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 7.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 7.26. 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



- Условные обозначения**
- Промежуточная металлическая опора ВЛ 6 кВ
 - ▲ Анкерная металлическая опора ВЛ 6 кВ
 - ▲/- Опора с ЛР-6кВ
 - ▣ КТПН 6/0,4 кВ
 - ☼ Лес, мелколесье
 - Дорога
 - п Опора повышенная
 - || Подвесная гирлянда
 - Двойные изоляторы

Защита от
перемагнитываний

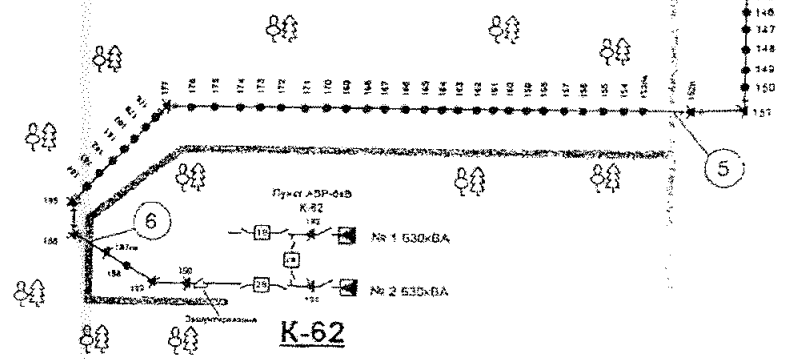
Места установки	Тип	Кол
КТПН №1,2	К-69 ОПН	6
КТПН №1,2	К-62 ОПН	6
Ф-10 оп. №1	ОПН	3
Ф-9 оп. №1	ОПН	3

ВЛ 6 кВ Ф-10 А-120
от ЛР оп. №1 до КТП-69 L-2150м

ВЛ 6 кВ Ф-9 А-120
от оп. №1 до К-62 L-9064м
от оп. №7 до К-69 L-1837м

габит ВЛ в
пересечении с
дорогой, м

1	13,3
2	14
3	13
4	12,4
5	12,6
6	12



09-006-ВЛ-010				Листов	Лист	Листов
Поспорная схема ВЛ-6кВ Фидер №9,10 ЗРУ-6кВ Энергокомплекс КП-69				2	2	
ООО «МЭН» Тайлаковское м/р				С/Р 9		
Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Гл. инженер	Долгушин В.Б.	16.05.14				
И.о. сл. тех. по ОУ	Петров А.Ю.	16.05.14				
Начальник ПТО	Марченко А.Н.	16.05.14				
Начальник о/р	Кользин Д.А.	16.05.14				
Выполнил	Клязмин Д.А.	16.05.14				

- Промежуточная металлическая опора ВЛ 6 кВ
- ▲ Анкерная металлическая опора ВЛ 6 кВ
- ▲/- Опора с ЛР-6кВ
- КТПН 6/0,4 кВ
- ⌘ Лес, мелколесье
- Дорога
- п Опора повышенная
- || Подвесная гирлянда
- Двойные изоляторы

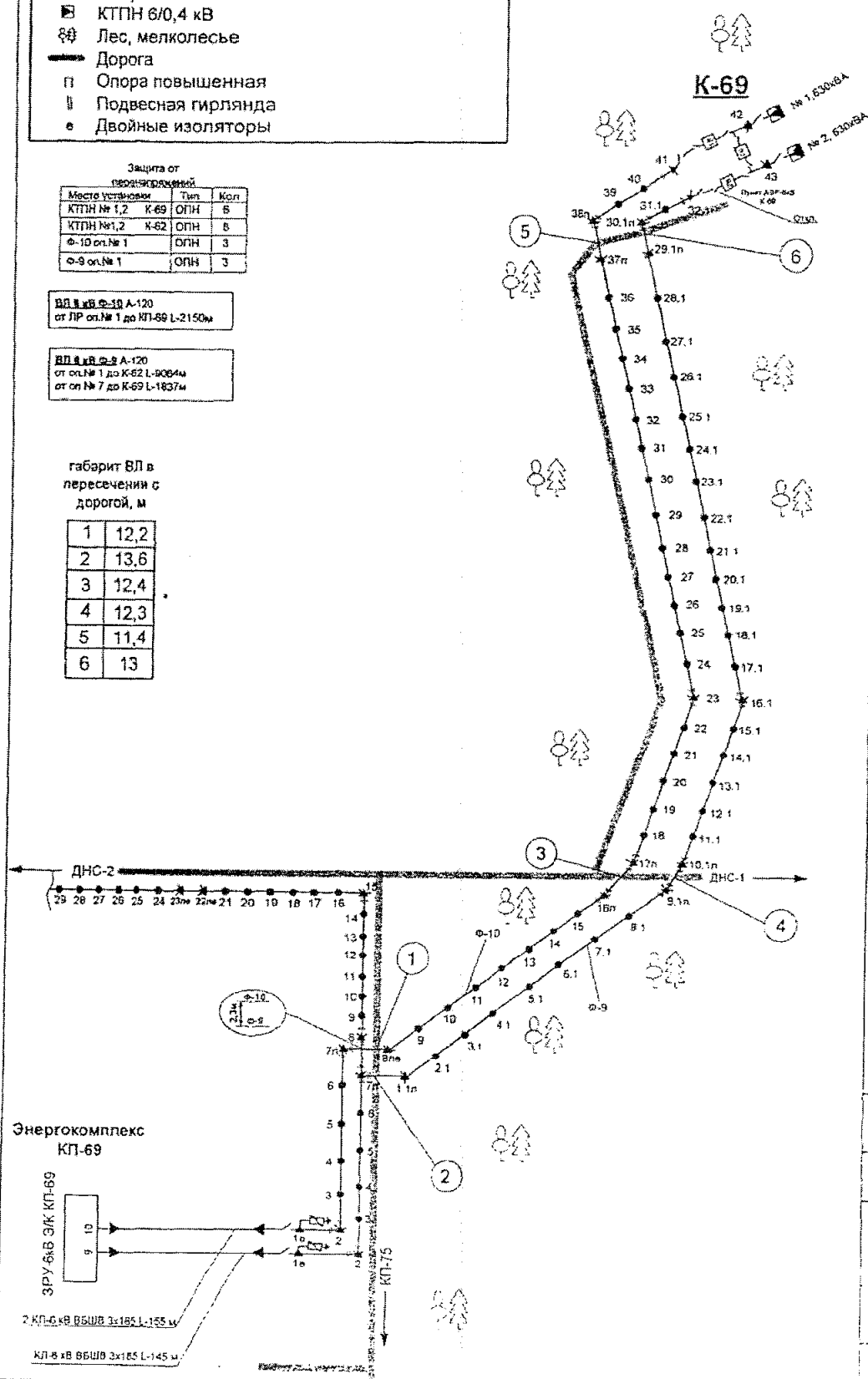
Защита от перенапряжений			
Место установки	Тип	Кол.	
КТПН № 1,2	К-69	ОПН	6
КТПН №1,2	К-62	ОПН	6
Ф-10 он. № 1		ОПН	3
Ф-9 он. № 1		ОПН	3

ВВ. ВВ. Ф-10 А-120
от ЛР от. № 1 до КР-69 Л-2150

ВРЛ № 9 А-120
от от № 1 до К-62 L-2064м
от от № 7 до К-69 L-1837м

габарит ВЛ в
пересечении с
дорогой, м

1	12,2
2	13,6
3	12,4
4	12,3
5	11,4
6	13

[illegible]



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

17 октября 2014г.
На № _____

№ 05-445
от _____ 2014г.

**Начальнику департамента
перспективного развития
производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову**

О предоставлении проектных данных


Уважаемый Михаил Николаевич!

В соответствии запросом № МБ-822, учитывая невозможность добурирования КП № 17 Тайлаковского месторождения, направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 117, Так же направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 68 Тайлаковского месторождения.

- Приложение:
1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 117 Тайлаковского месторождения.
 2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 68 Тайлаковского месторождения.

С уважением,

Лосниченко Р.С.
т. 46-395


М.Ф. Старницын

Вх МБ-2113
20.10.14г.

Динамика основных показателей разработки КП № 68 Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	КП № 68										
1.1	Общий фонд скважин, шт	5	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	в т. ч. - лобывающих	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- нагнетательных	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	- водозаборных	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс. т	12	63	42	37	36	35	34	33	32	31
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	27	193	208	208	208	208	208	208	208	208
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	73	219	219	219	219	219	219	219	219	219
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	0,4	2,2	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1

Начальник отдела ОПНМР

А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 68 Тайлаковского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Плост	Кол-во скважин						водозабор		объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газосодержание	Пл. темп-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		с отрабо	без отрабо	жидк	нефти							
						нагн	без отрабо					мл/сут	мл/сут					
Ватинское НГДУ																		
1	Тайлаковское	68	ЮВ ₂ , ЮВ ₃	9	5	3	0	1	568	301	600	19	ЮВ ₂ - 34,88 ЮВ ₃ - 34,21	ЮВ ₂ - 83 ЮВ ₃ - 86				ЭЦН
1	Итого по месторождению			9	5	3	0	1										

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

Начальник геологического отдела ДГин ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 68 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск.	Qпуск.	%
				м3/сут по жид	т/сут по нефти	
Тайлаковское	68	гор, с МГРП	ЮВ3	98	52	40
		нагн	ЮВ2+3	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	85	45	40
		нагн	ЮВ2+3	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	115	61	40
		водоз	ПК			
		гор, с МГРП	ЮВ3	103	55	40
		нагн	ЮВ2+3	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	98	52	40
			Сумма	568	301	
			Ср. Q	71	38	



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

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

22 октября 2014 г.
На № _____

№ 14-156
от _____ 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-871 от 21.10.2014г. направляю перечень скважин КП № 68 Тайлаковского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 1 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

116-2463
от 22.10.14

Перечень скважин КП №68 Тайлаковского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут по скважине	Qпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Тайлаковский	А-1-А	68	гор с МГРП	ЮВ3	98	52	50	МЦНС-125-2500	90
	А-2-А		нагн	ЮВ2-3	23	12	50	МЦНС-25-2500	32
	А-3-А		гор с МГРП	ЮВ2	83	45	50	МЦНС-80-2500	63
	А-4-А		нагн	ЮВ2-Ю3	23	12	50	МЦНС-25-2500	32
	А-5-А		гор с МГРП	ЮВ2	115	61	50	МЦНС-125-2500	90
	А-6-А		возоб	ПК				МЦНС-700-2000	300
	А-7-А		гор с МГРП	ЮВ3	103	55	50	МЦНС-125-2500	90
	А-8-А		нагн	ЮВ2-3	23	12	50	МЦНС-25-2500	32
	А-9-А		гор с МГРП	ЮВ2	98	52	50	МЦНС-125-2500	90
					Сумма	568	301		
					Ср Q	71	38		

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

18 ноября 2014 г.
На № _____

№ АН-51
от _____ 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.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Y	
1.	68 (скв. 970)	Тайлаковское	557592.25	618590.69	57°22'.

Примечание: ГПН №14уг.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старицын

Тайлакское м-е
М 1:4000

K-68

970





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 ДПРП 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:

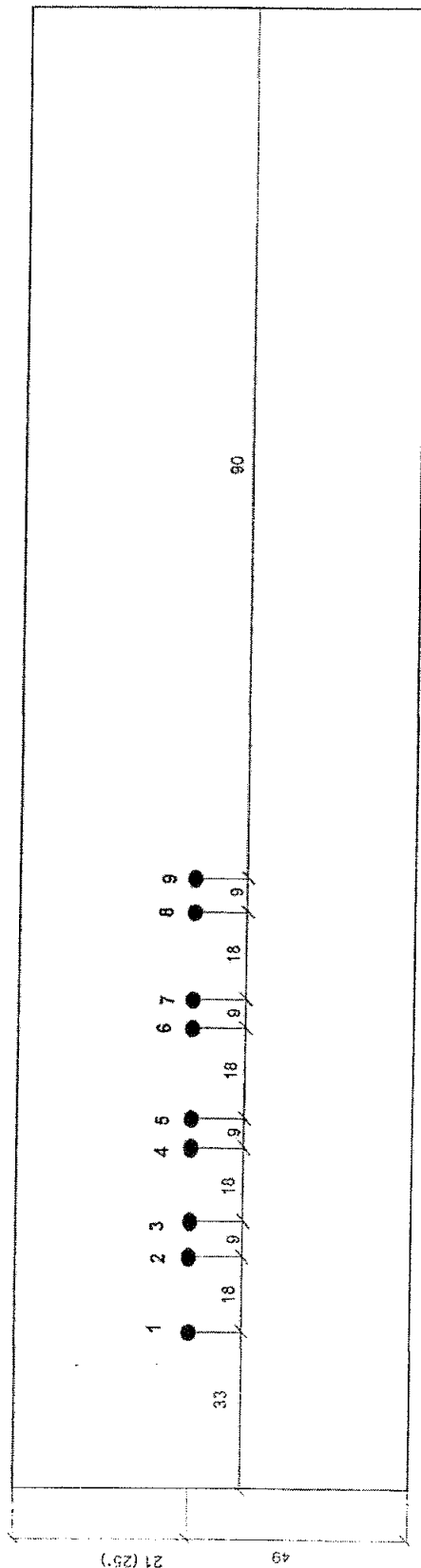
1. КП № 18,28,29 С-Островного м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³;
2. КП № 46,68 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³.

/ С уважением,
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

Д.И. Уразасв
49-150

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 68 ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 23.10.14 г.)
 L - ашелоны БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
 Демонтируемая зона - 90 м



Приложение: * -если без амбарное бурение

Начальник ДСС ОАО "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО по СС ДСС ОАО "СН - МНГ"

Брюхов Д.А.

Уразаев Д.И.



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-14-66, факс (34663) 4-19-07

29 октября 2014 г.

На № _____

№ 21-19-1583

от _____ 201_ г.

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

О предоставлении ТУ.

На исх. № МБ-878 от 23.10.2014г направляю технические условия для проектирования разделов АСУ ТП кустовых площадок следующих кустовых площадок:

- Тайлаковского м.р. КП №№ 8-б, 29-б, 30-б, 42-б, 56-б, 68, 117, 134, 151;
- Аганского м.р. КП №№ 34-б, 157, 176;
- Ватинского м.р. КП №№ 4-б, 280, 281, 282;
- Западно-Асомкинского м.р. КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99;
- Западно-Усть-Балыкского м.р. КП № 46;
- Мегионского м.р. КП № 64;
- Северо-Покурского м.р. КП №№ 117, 119;
- Покамасовского м.р. КП № 61.

Приложение:

Технические условия

390 л.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко
тел. 4-19-76

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 68».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 68», 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:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- НПБ 88-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- ТУ-газ-86 «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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 № 68 в составе:

- замерная установка АГЗУ;

- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- блок дозирования хим.реagenta;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 68» 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 - 4 Тайлаковского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти Ватинского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

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

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 68:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
 - o дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
 - o цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

- блок технологический (БТ);
- блок аппаратурный (БА).

В состав блока аппаратурного входят:

- станция телемеханики СТК-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 управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);

- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
- положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа ДРС-М в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя 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 – 68.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУС-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
- электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;

- вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».

- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.

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

- точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

5. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 68.

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 0104 -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 (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

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.

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ПБГО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 68:

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

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

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

В блоке аппаратурном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-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 огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

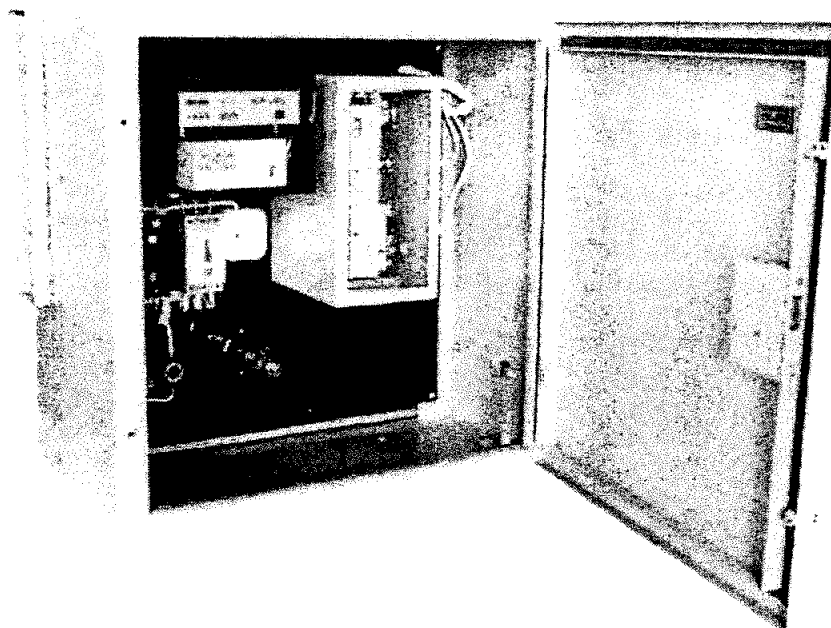
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 68.» до 27.10.2015г.

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 отдельного 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

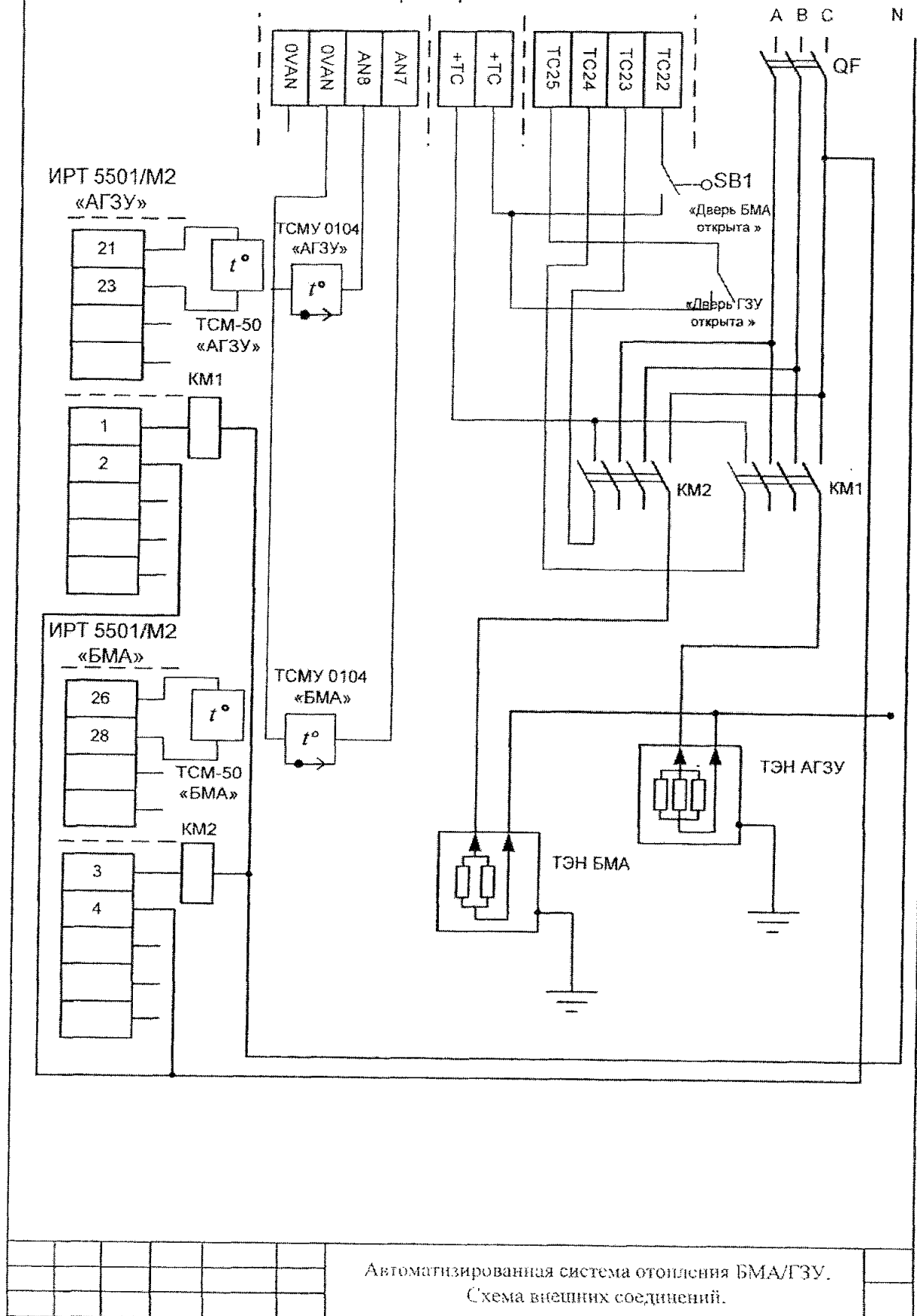
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.
Схема внешних соединений.



Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ – «Югра»
город Мегион
Общество с ограниченной ответственностью
«АВТОМАТИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ-СЕРВИС»

628600, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Нижневартовск
Заводной промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: avss@mail.ru

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001
р/с 40702810200290002702
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва
к/с 30101810100000000787
БИК 044525787

Исх. № АК.2161/03

«22» 10 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 68.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-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, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,3750 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти.

Ватинского НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 40 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 антенны 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.

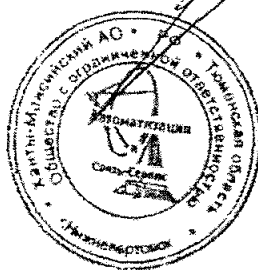
Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-007575 от 16.04.2007 срок действия до 15.04.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 68.» до «18» 10 2015г.

Генеральный директор



А.В. Курчук



МИНИСТЕРСТВО
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И СВЯЗИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
СВЯЗИ
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375
Справочная: 771-82-73
Факс: 771-87-54
E-mail: mail@minsvyaz.ru

№ _____

на № _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 07-007575

От 16.04.2007
(дата выдачи)

Срок действия до: 15.04.2017
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная № 8 ул. г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Российская Федерация,
628684
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление пользователя, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 05.12.2006 № 05-3-031237.

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланча

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

Приложение

к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от «16» 11.2007 № 07-007575

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

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

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

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

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

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

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или истечении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

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

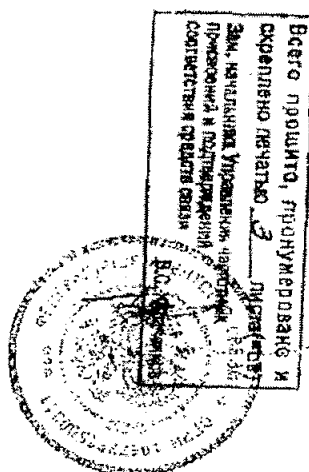
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Кэфф-циент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность иссущей на выходе передатчика (на канал)	М-канал	Частоты	
							передачи БС	приема БС (прием АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Сургутский рн, Тайлаковское месторождение, ДНС-2 59N14 74E20	40	9,0	0-360/ 0/ верти- кальная	20,0		156,3750	156,3750
АС стационарные	В зоне действия БС-1	до 25	до 9,0	0-360/ 0/ верти- кальная	10,0		156,3750	156,3750

Заместитель руководителя
Федерального агентства связи



С.А. Буланча



«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №68»
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №68 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтеcбор от куста скважин №68 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	

2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №68			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №68			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №68			
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	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относится 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 ДПРЦОМ



А.И. Лузин

Тайлаковское месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты											
		Ач ₃ ¹	Ач ₃ ²	Ач ₃ ³	Ач ₄ ¹	Ач ₄ ²	Ач ₄ ³	Ю ₁ ¹	Ю ₂ ¹	Ю ₂ ²	Ю ₃ ¹	Ю ₃ ²	Ю ₃ ³
Глубина залегания пласта (абс.отм.)	м	-2448	-2440	-2440	-2469	-2465	-2485	-2520	-2550	-2552	-2643	-2648	-2660
Абсолютная отметка ВНК	м	-2459	-2464	-2464	-2489	-2475	-2508	-2548	-2614	-2606	-2668	-2683	-2671
Тип залежи													
Тип коллектора													
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	7368	10715	4352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089
Общая толщина*	м	6,3	11,3	18	10,5	4,5	14,8	6,7	13,8	7,3	10,1	7,6	27,2
Эффективная толщина*	м	3	6,7	6,1	3,6	3,7	7,8	3,1	6,4	5,7	7,6	4	17,9
Нефтевыщелочная толщина*	м	3,2	4,7	0,6	1,9	1,3	4,7	2,1	4,5	2,4	3,6	1,7	8,8
Пористость	%	16	17	16	18	17,2	17,6	16,4	16,4	17,8	18,4	16	16,8
Начальная нефтенасыщенность:	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8
Проницаемость*	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/д	19,1
Проводимость*	м*мД	2,9	4,7	0,3	2,5	1,7	57,3	23,1	99,5	31,0	118,4	н/д	168,1
Коэффициент песчаности*	доли ед	0,60	0,57	0,54	0,54	0,40	0,55	0,42	0,44	0,62	0,73	0,53	0,63
Коэффициент расщепленности*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9
Начальная пластовая температура	°С	77	78				80	83,5	84	84	84	85	85
Начальное пластовое давление	МПа	25,6	25,6	25,5	25,5	25,9-26,2	26,2-26,7	26,9-27,9	26,7-27,8	27,3-27,9	27,7	27,6	27,6
Давление насыщения нефти	МПа		н/опр				6,6	6,6	6,6			6,2	6,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа*с		3,8				4,72	4,72	4,72			5,94	5,94
Плотность нефти в поверхн. условиях	т/м ³		0,891				0,882	0,882	0,882			0,882	0,882
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³		н/опр				0,861	0,861	0,861			0,851	0,851
Объемный коэффициент нефти	ед		н/опр				1,046	1,046	1,046			1,056	1,056
Содержание серы в нефти	%		1,44				1,45	1,34	1,54			1,47	1,47
Содержание парафина в нефти	%		2,99				3,13	2,5	2,74			3	3
Содержание смол в нефти	%		11,13				10,2	9,2	10,7			9	9
Содержание асфальтенов в нефти	%		5,47				8,8	7,9	8,1			6,4	6,4
Газосодержание нефти	м ³ /т		38				26	26	26			24	24
Вязкость воды в пластовых условиях	МПа*с		0,4				0,39	0,38	0,38			0,37	0,37

Примечание: * - значения параметров, осредненные по скважинам (по данным ГИС)
 " - значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

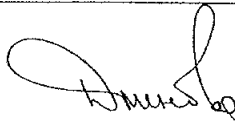
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



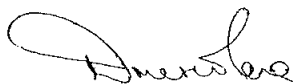
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова

август 2014г.

Перечень МТР по номенклатуре, ИК ОКС УКСиРО ОАО "СП-МН", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИКОМ ПОДРЯДНИКУ

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
1	Трубы и детали трубопроводов	1	1110ТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик	
		2	606ИМП	Механизированные устройства ТО трубопроводов	Подрядчик	
		3	705ИМП	Трубы стеклопластик	Подрядчик	
		4	1490ТЧ	Трубы водопроводов	Подрядчик от Ду15 до Ду45	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 большого диаметра		Заказчик
		10	1480ТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик
		11	602ИМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые. Блоки, пружины, заглушки, обсыпки, штуцеры. Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик	
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	0940ТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик
		14	0950ТЧ	Компрессоры промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик
		15	76ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик
3	Нефтехимическое оборудование	16	1160ТЧ	Резерв и резерв обор.		Заказчик
		17	1170ТЧ	Нефтеаппаратура		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 очистных сооружений		Заказчик
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик	
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик
		30		Печи и смеси печи	Подрядчик (смесовые печи)	Заказчик
		31		Комплектующие печей и смесовых	Подрядчик	
		32		Бардаки печи	Подрядчик	
		33		Металлоконструкции	Подрядчик	
		34	1200ТЧ	Витольины	Подрядчик	
		35	1210ТЧ	Витоль	Подрядчик	
		36	1410ТЧ	Витоль	Подрядчик	
		37	1450ТЧ	Автоматизация	Подрядчик	

№ п/п	Наименование группы	Артикул	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	316ОТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	317ОТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	318ОТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	458ОТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	459ОТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	484ОТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	Масла/бма	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	418ОТЧ	Котел и энерг. оборуд.		Заказчик	
		52	422ОТЧ	3-х кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	223ОТЧ	Электронагр.св.элем.	Подрядчик		
		54	224ОТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	225ОТЧ	Эл.печи промышленные	Подрядчик		
		56	226ОТЧ	Обогреватели промышлен.	Подрядчик		
		57	227ОТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	228ОТЧ	ИРА для эл.ламп	Подрядчик		
		59	229ОТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	230ОТЧ	Лампы местного освещ.	Подрядчик		
		61	231ОТЧ	Лампы кварц.галоген	Подрядчик		
		62	232ОТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	233ОТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	234ОТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	235ОТЧ	Светильник взрывозащ.		Заказчик	
		66	236ОТЧ	Светильник промышлен.		Заказчик	
		67	237ОТЧ	Светильн. общ.назнач.	Подрядчик		
		68	238ОТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	239ОТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	240ОТЧ	Пржекторы		Заказчик	
		71	241ОТЧ	Коробки эл.установоч.		Заказчик	
		72	242ОТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	243ОТЧ	Защ.разъемы, роз.розет.	Подрядчик		
		74	244ОТЧ	Наконечники кабельн.	Подрядчик		
		75	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	249ОТЧ	Полосная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (в зависимости от размера и типа)	Заказчик	
		77	264ОТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	272ОТЧ	Трансформ. радиотел.	Подрядчик (ТО 31-2.5 ГОСТ 1011-1011-1011 тока 1-0,06-50-5-600-5 типоразмеры)	Заказчик	
		79	273ОТЧ	Трансформаторы тока			
		80	274ОТЧ	Трансформ.напряжения			
		81	275ОТЧ	Трансформ.лаборатор.			
		82	276ОТЧ	Электроды общепроц.		Заказчик	
		83	277ОТЧ	Электроды взрывозащ.		Заказчик	
		84	278ОТЧ	Электроды сварочные		Заказчик	
		85	281ОТЧ	Выключатели высоковольт.		Подрядчик	
		86	282ОТЧ	Разделительные ящ.		Подрядчик	
		87	283ОТЧ	Разрядники		Подрядчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Подрядчик	Подрядчик	Комментарий
5	Электротехническое оборудование	88	2840ТЧ	Выкл. автоматические	Подрядчик (АИ-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0,11А до 50А))	Заказчик	
		89	2850ТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х10, 1ПВМ2-10)	Заказчик	
		90	2860ТЧ	Контакты		Заказчик	
		91	2870ТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	2880ТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	2890ТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	2900ТЧ	Предохран. низковольт	Подрядчик		
		95	2910ТЧ	Предохран. высоковольт	Подрядчик		
		96	2920ТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-Н, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-Н 220, радиодетали)	Заказчик	
		97	2930ТЧ	Выключатели пазовые	Подрядчик		
		98	2940ТЧ	Выключатели концевые	Подрядчик		
		99	2950ТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	2960ТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	2970ТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	2980ТЧ	Переносные заземлен	Подрядчик		
		103	2990ТЧ	Тех. диан. и исп. прибор	Подрядчик (Астро-5 30, указатели положения)		
		104	3000ТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	3010ТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	3040ТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	3050ТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	3060ТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	3070ТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	3080ТЧ	Комбинирован. приборы	Подрядчик		
		111	3090ТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	3100ТЧ	Электроизм. прибороч	Подрядчик	Заказчик	
		113	3740ТЧ	Низковольтн. оборудов.	Подрядчик		
		114	3850ТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	3860ТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	3900ТЧ	Лампы коммут. света	Подрядчик		
		117	3930ТЧ	Шкафы распр. автомат.		Заказчик	
		118	5300ТЧ	3/4 Газ. порш. электрост.		Заказчик	
		119	5330ТЧ	3/4 компр. ДОН-160ШМ		Заказчик	
		120	612НМП	3/4 к эл. оборудован		Заказчик	
		121	628НМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674НМП	Осветител. устройства		Заказчик	
		123	675НМП	Над эл.-проект. система		Заказчик	
		124	750НМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	2700ТЧ	Трансформ. подстанции		Заказчик	
		126	2710ТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	3030ТЧ	Дизель электростанции		Заказчик	
		128	3910ТЧ	Трансформаторы ГМНН		Заказчик	
		129	723НМП	Полустанции импортирк		Заказчик	
		130	750НМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768НМП	Электростанции имп		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка. Подразчик	Поставка. Заказчик	Комментарии
6	Блочное-комплексное оборудование различного назначения	132	119ОТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	127ОТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	255ОТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	257ОТЧ	Термометры	Подразчик		
		136	258ОТЧ	Радиоло-телеф.аппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подразчик (Кроссы оптические, радиокабельные, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульта микрофонов, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	260ОТЧ	Радиодетали	Подразчик		
		138	261ОТЧ	КНПИА прочие	Подразчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	262ОТЧ	З/ч к прочим КНПИА	Подразчик (Исправы, пилоты, фильтры, разветвители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	382ОТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КНП и А		Заказчик	
		142		Приборы электронизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер.приб (маном, терм, язгч давл, фильтры, редукт)	Подразчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и пилоты к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты,Шкафы КИП, электрические, компьютерные, Сетевое оборуд		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подразчик		
		150		Приб и аппаратура для систем автоматич пожарной и пож сигнала	Подразчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Аппаратура запорная,в т.ч.	154	129ОТЧ	Задвижки трубопровод	Подразчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик (от Ду50)	
		155	605ИМП	Пром.Трубопровод.Армагур	Подразчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик (от Ду50)	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подразчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик (от Ду50)	
		157	702ИМП	Вентили трубопр	Подразчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	520ОТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подразчик		
		159	704ИМП	Клапаны обратн	Подразчик (от Ду15 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки кольцевид	Подразчик (от Ду15 до Ду50)	Заказчик (от Ду100)	
		161	1210ОТЧ	Краны трубопроводные	Подразчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	Материал	М. параметры	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
	прокладки металлические	162	1230ТЧ	Вентили трубопровод	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	1240ТЧ	Клап. обратн. трубопр	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	1250ТЧ	Клап. предох. трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	1260ТЧ	Клап. обр. повор. труб.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	1280ТЧ	Клап. регул. трубопр.		Заказчик	
		167	1330ТЧ	Электроп. трубоп. арм		Заказчик	
		168	1340ТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	1350ТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	1390ТЧ	Заглушки	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеящие вещества и герметики, Спец. оптические материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и тросы/кабели	Подрядчик		
		172	1310ТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	1320ТЧ	Средства зап. ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	1740ТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	1890ТЧ	Сплавы	Подрядчик		
		176	1820ТЧ	Припой	Подрядчик		
		177	1830ТЧ	баббит	Подрядчик		
		178	1860ТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	1870ТЧ	Стромы, компресс. к ним	Подрядчик		
		180	3220ТЧ	Дорнит, буркрытия	Подрядчик		
		181	3380ТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	3420ТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, брус).	Подрядчик		
		183	3430ТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плинтуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
		184	3470ТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	3480ТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	3540ТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые; люки чугунные канализационные, санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	3550ТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	3560ТЧ	Щетно-щеточн. матер	Подрядчик		
		189	3570ТЧ	Вспомогат. инструмент	Подрядчик		
		190	3580ТЧ	Вспомогат. материалы	Подрядчик		
		191	3590ТЧ	Мипер для дефектоск	Подрядчик		
		192	3840ТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	4000ТЧ	Химреаг. холод.обор.	Подрядчик		
		194	4010ТЧ	Химреаг. сварн. охладж	Подрядчик		
		195	4020ТЧ	Химреаг. котел.обор.	Подрядчик		
		196	4030ТЧ	Химреаг. дес.обор.	Подрядчик		
		197	4040ТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	5190ТЧ	Оборудование для стелажов		Заказчик	
		199	5220ТЧ	Средства очистки трубоп	Подрядчик		

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

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставщик Издательства	Поставщик Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и копирующая техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, периферия компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания		Заказчик	
		315	269ОТЧ	Бытовое эл.оборудов		Заказчик	
		316	419ОТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	472ОТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм.обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	407ОТЧ	Компьютер, вычисл.тех.		Заказчик	
		320	408ОТЧ	Сетев.и комму.обор.		Заказчик	
		321	409ОТЧ	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	Компьютер.Вычисл.Тех.-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев.и Коммуник.Обор.		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	Доп.Оборуд.КВычисл.Техн.		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	576ОТЧ	Мебель.пр-мысл.з.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к Лаб.Обор.Ноуско		Заказчик	
		329	719ИМП	Лаборатор.Оборуд.ИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	Лаборатор.Оборуд.ИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	265ОТЧ	Холод.обор.промышлен.		Заказчик	
		335	266ОТЧ	Торговопромыш.оборуд		Заказчик	
18	Электроизоляционные материалы	336	404ОТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие сканы, Изолянт, Оргстекло, Текстолит)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	324ОТЧ	Рукава гибк.полимер	Подрядчик		
		338	325ОТЧ	Рукава буровые	Подрядчик		
		339	326ОТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	327ОТЧ	Рукава резинотехнич.	Подрядчик		
		341	328ОТЧ	Ремни клиновые	Подрядчик		
		342	329ОТЧ	Ремни вент.для авт.	Подрядчик		
		343	330ОТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	331ОТЧ	Парониты	Подрядчик		
		345	332ОТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	333ОТЧ	Асбестоизделия	Подрядчик		
		347	334ОТЧ	Электроизоляцион.мат.	Подрядчик		
		348	449ОТЧ	Фторопластов.Изделия	Подрядчик		
		349	481ОТЧ	Стандарт 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 (крючки, скобы, зажимы, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

Материал	Наименование группы	Артикул	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставщик Подрядчик	Поставщик Заказчик	Комментарии
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия латированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	1770ТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	1780ТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	1790ТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	1850ТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	1880ТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	1110ТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	1120ТЧ	Стволы и пенопож	Подрядчик		
		372	1130ТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	1140ТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	1150ТЧ	Пожар.оборуд.прочее	Подрядчик		
		375	2590ТЧ	Охран.-пожар.сигнал	Подрядчик		
		376	3950ТЧ	Огнеупорн.материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП	Э/чПожарСигналКонсоль	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожарнОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожарнОборуд (стволы, рукава, пожарные, головки, головки-заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты сливные, предохранители огнестойкие, клапаны пожарные, насосы, шланги, ГПС, пенообразователи)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны картонные	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС и РО

Е.В.Лешенко

Начальник ДК ОКС

С.П.Коваленко

Н.И.Коваленко В.Ю.
и.П.П.П.

Н.И.Коваленко В.Ю.
и.П.П.П.