Форма 10

«СОГЛАСОВАНО»
ООО «Славнефть-Нижневартовск»
Генеральный директор
_____ **О. В. Пирогов**
«17» _____ 201 4 г.

«УТВЕРЖДАЮ»
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Главный инженер
_____ **А. М. Пятаев**
«___» _____ 201 _ г.

№ 208-14

Задание на проектирование
«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 1, 3».

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 1, 3.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский, Сургутский район, Южно-Островной лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	**Разработчик проектной документации**
	Определяется в результате тендера.
6.	**Требования к проектной организации**
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
8.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2016 г.
9.	**Стадия проектирования**
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	**Потребность в инженерных изысканиях**
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовых площадок № 1, 3, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог. Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметры), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. Обязательно согласовать: – 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, СП 11-103-97, СП47.13330.2012.
12.	**Требования к выделению пусковых комплексов**
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый объект, 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**

ДЭС (с площадкой) Южно-Островного месторождения

На I этапе строительства до ввода ПС35/6 Южно-Островного месторождения предусмотреть ДЭС (с площадкой).

ПС-35/6 Южно-Островного месторождения

в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2).

Двухцепная ВЛ-35кВ для подключения ПС-35 «Южно-Островная» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации. (Приложение №2)	24,5	Возможна корректировка
Дорога внутрипромысловая до ПС-35 «Южно-Островная» (Приложение № 2)	0,400	Возможна корректировка

МФНС

Проектом предусмотреть подключение МФНС (с узлом подключения УПСВ).

ВЛ 6кВ №1 на МФНС в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,200	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на МФНС в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,200	Возможна корректировка
Дорога внутрипромысловая до МФНС (Приложение № 2)	0,200	Возможна корректировка

Куст скважин№ 1 – 24 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 1	27,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №1 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №1 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.1 - т.вр.в н/сб к.5,6 (Приложение № 1)	0,75	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр. в н/сб. к.1,5,6-т.вр.к.3 (Приложение № 1)	2,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр. в н/сб. к.3,1,5,6 т.вр.н/сб. к.4 (Приложение № 1)	1,93	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр. н/сб. к.4-т.вр.н/сб. с к.27,31 (Приложение № 1)	22,154	Возможна корректировка

Нефтегазопровод «т.вр.н/сб. с к.27.31 – УПН Ново-Покурского м/р» (Приложение № 1)	6,9	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 № 1:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	1	гор	Ач 2	80	47	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн. в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн. в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн	Ю1(1)	52	31	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн. в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		нагн. в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
			Сумма	1262	745	
			Ср. Q	70	41	

– Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
Планируемое погружное оборудование куста скважин № 1 представлено в Приложении №4.

Куст скважин№ 3 – 24 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 3	0.83	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №3 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение № 12)	0.8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №3 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение № 12)	0.8	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.3 - т.вр.в н/сб к.1,5,6 (Приложение № 1)	0.75	Возможна корректировка

Координаты первой скважины и НДС представлены в (Приложение № 5);
Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в (Приложение №6);
– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 3:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	3	гор с МГРП	ЮВ1	170	86	40
		нагн	ЮВ1	34	17	40
		гор с МГРП	ЮВ1	159	80	40
		нагн	ЮВ1	27	14	40
		гор с МГРП	ЮВ1	148	75	40
		нагн	ЮВ1	18	9	40
		гор с МГРП	ЮВ1	135	69	40
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	111	56	40
		нагн. в пид	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	110	56	40
		нагн. в пид	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	105	53	40
		нагн. в пид	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	89	45	40
		нагн. в пид	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40
		нагн. в пид	ЮВ2			
		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40
		нагн	ЮВ1	15	8	40
		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40
		нагн. в пид	ЮВ1			
			Сумма	1468	743	
			Ср. Q	92	46	

– Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;

Планируемое погружное оборудование куста скважин № 3 представлено в Приложении №3.

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 применениям труб отечественного производства;
– Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
– Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
– Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
– Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №[illegible];
– При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двухтрубной системы нефтесборов, предоставить на рассмотрение гидравлический расчет с работой МФНС и без МФНС с проведением ТЭР.
– Требования к организации системы ППД куста № 1,3:

Локальная, сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемым блокам гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кгс/см^2, проектом предусмотреть решения позволяющие достигнуть проектного давления нагнетания;

Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть

пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;

- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и 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 (ВН ГП 3-85);

  При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВН ГП 3-85);

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;
- Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;
- Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;
- Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;
- Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.

Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия.

Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.

По мере технологической необходимости предусмотреть возможность независимого ввода в эксплуатацию электропринимающих устройств кустовой площадки:

1. ВЛ-6 кВ № 1, пункт АВР-6 кВ, КТПН-6/0,4 кВ № 1, СУ первой скважины, ТМПН первой скважины, КЛ-0,4 кВ до первой скважины, АГЗУ № 1, БМА № 1.
2. ВЛ-6 кВ № 2, КТПН-6/0,4 кВ № 2.
3. КТПН-6/0,4 кВ № 3.
4. БГ № 1.
5. АГЗУ № 2, БМА № 2.
6. БГ № 2.
7. УДХ.
8. Прожекторные мачты.

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

15. Особые условия строительства

- Новое строительство.
- Предложение о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.
- Кустовые площадки № 1, 3 расположены в пределах территорий традиционного природопользования.

Идентификацию проектируемых сооружений выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение № 8).

16. Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям

Разработать конструктивные решения с расчетами снижения металлоемкости и

повышения технологичности производства, а также с учетом возможности завоза секционных заготовок:
- по системе производственных стоков КЗ (в том числе приустьевых приямков);
- по кабельным эстакадам (в том числе переносных опор в районе скважин);
- по площадкам обслуживания пункта автоматического включения резерва (АВР), комплектной трансформаторной подстанции (КТП), ТМПН и СУ ЭЦН.
Предусмотреть возможность строительства КТП отдельными этапами.
Площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар) выполнить шестисекционной (с учетом срока 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 в процессе строительства скважин.
Предусмотреть разъемы ШР для энергоснабжения бригад ПРС, КРС (по одному на каждые 50 м.).
Для электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин с использованием греющего кабеля предусмотреть шкафы управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН с точкой подключения в КТПН через дополнительные автоматические выключатели.
Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданным электроснабжающей организацией.
Для площадок размещения КТП, ТМПН и СУ ЭЦН принять отметку верха +1,5 м.
Для приустьевых приямков принять отметку верха +0,2 м, высоту стенки приустьевых приямков принять 700 мм.
Принять установки дозирования химреагента в следующем конструкторском исполнении:
- блок автоматики и блок технологический размещены на одной раме, разделены воздушным пространством (входы отдельные).
Блок гребенки принять на 2 скважины и на 4 скважины (исключить на 3, 5, 6 скважин).
Исключить применение сдвоенных подстанций 2КТПН-ВК.
В ограждениях площадок обслуживания АВР, КТП, ТМПН и СУ ЭЦН предусмотреть калитки.
Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0.15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).
Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).
В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкосбрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5).
В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.).
В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторах, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи:
- перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01,W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07,W-09,W-01,W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-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 бортовыми 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.
17.	**Требования к режиму безопасности и гигиене труда**
	– Разработать «Перечень мероприятий. обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008г. № 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 г. № 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. СанПиП 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 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»**
	– Разработать «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 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**
	– Разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14). СНиП 2.01.51-90. Приказом МЧС России. исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	**Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности**
	– Выполнить в соответствии с требованиями Законодательства РФ. а также с учетом требований Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
21.	**Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов**
	Не требуется.
22.	**Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации**
	– Комплектность и вид в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48). Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87. требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 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**
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов». Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение». Приложение № 3 «Основные показатели разработки». Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование». Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС». Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины». Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП». Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений». Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Приложение № 11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС 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 «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.
28.	**Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов**
	– Представить опросные листы в формате Заказчика. – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls. – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика. – 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).
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. – Исходные данные запросить отдельно. – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Грандсмета» (расширение *.arp, *.xml, *.xls).
30.	**Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД**
	Проектная документация на бумажном носителе предоставляется в 2-х экземплярах до прохождения Государственной экспертизы. После получения положительного заключения Государственной экспертизы, с учетом всех замечаний и внесенных изменений документация предоставляется в полном объёме в 4-х экземплярах.

	– Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после получения подрядчиком согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.
31.	**Особые условия**
	Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих материалов, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов. Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19). При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
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**
	– Подрядчик выполняет работы по получению положительного заключения Государственной экспертизы по проектной документации и инженерным изысканиям (в том числе их сопровождение). – Подрядчик выполняет работы по получению всех необходимых согласований, заключений, экспертиз по рабочей и проектной документации от служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, энергоснабжающих и надзорных организаций. – Подрядчик согласовывает опросные листы и заказные спецификации со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями. – На стадии разработки проектной документации Подрядчик выполняет предварительные согласования проектных решений со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями. – 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:
Ведущий инженер ООПР — Хатинов Р. Х.

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование
«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 1, 3».

Заместитель
Главного инженера
по производству
ОАО «СН-МНГ»

_____
(подпись)

Седякин А. С. "____"_____201_г.

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

_____
(подпись)

Тухфатуллин И. Г. "____"_____201_г.

И. о. директора по
капитальному строительству
ОАО «СН-МНГ»

_____
(подпись)

Лещенко Е. В. "____"_____201_г.

Директор по
промышленной
безопасности, охране
труда и окружающей
среды,
гражданской обороне и
предупреждению
чрезвычайных ситуаций
ОАО «СН-МНГ»

_____
(подпись)

Анцелович О. В. "____"_____201_г.

Начальник отдела
организации проектно-
изыскательских работ
ДПИРиВОЭ УКСиРО
ОАО «СН-МНГ»

_____
(подпись)

Бабкин С. Н. "____"_____201_г.

Начальник Департамента
по добыче нефти и газа
ОАО «СН-МНГ»

_____
(подпись)

Баринов А. А. "____"_____201_г.

Хатипов Р.Х.
Готовим задание на ПСР.
Срок подписания и утверждения до 21.11.
06.11.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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

30 октября 2014 г. № МБ-903
На № _____ от ___ _____ 20__ г.

Бабкин С.

Начальнику УКС и РО
Е.В. Лещенко

О направлении ТУ

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 1, 3», УПКС№ 14-19862014.

Приложение: по тексту – 74 л., 1 экз.

С уважением,
Начальника **М.Н. Бессонов**

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Славнефть-Мегионнефтегаз»
Управление капитального строительства и ремонта объектов
Входящий № 14358
«31» 10 2014 г.

Е.П. Кечин
4-61-33

14-19802014

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 Южно-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 1,3».

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 1,3.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский, Сургутский район, Южно-Островной лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
6.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2016г.
7.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
8.	**Состав проектируемого объекта:**

<u>ДЭС (с площадкой) Южно-Островного месторождения</u>
На I этапе строительства до ввода ПС35/6 Южно-Островного месторождения предусмотреть ДЭС (с площадкой).

<u>ПС-35/6 Южно-Островного месторождения</u>
в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**.

Двухцепная ВЛ-35кВ для подключения ПС-35 «Южно-Островная» в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации. **(Приложение №2)**	24,5	Возможна корректировка
Дорога внутрипромысловая до ПС-35 «Южно-Островная» **(Приложение № 2)**	0,400	Возможна корректировка

<u>МФНС</u>
Проектом предусмотреть подключение МФНС (с узлом подключения УПСВ).

ВЛ 6кВ №1 на МФНС в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	0,200	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на МФНС в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	0,200	Возможна корректировка
Дорога внутрипромысловая до МФНС **(Приложение № 2)**	0,200	Возможна корректировка

Куст скважин№ 1 – 24 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 1	27,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №1 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	4,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №1 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	4,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.1 - т.вр.в н/сб к.5,6 **(Приложение № 1)**	0,75	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр. в н/сб. к.1,5,6-т.вр.к.3 **(Приложение № 1)**	2,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр. в н/сб. к.3,1,5,6-т.вр.н/сб. к.4 **(Приложение № 1)**	1,93	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр. н/сб. к.4-т.вр.н/сб. с к.27,31 **(Приложение № 1)**	22,154	Возможна корректировка
Нефтегазопровод «т.вр.н/сб. с к.27,31 – УПН Ново-Покурского м/р» **(Приложение № 1)**	6,9	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 № 1:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	1	гор	Ач 2	80	47	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн	Ю1(1)	52	31	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
			Сумма	1262	745	
			Ср. Q	70	41	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 1 представлено в **Приложении №4**.

Куст скважин№ 3 – 24 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 3	0,83	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №3 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	0,8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №3 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	0,8	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.3 - т.вр.в н/сб к.1,5,6 **(Приложение № 1)**	0,75	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 № 3:

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	3	гор с МГРП	ЮВ1	170	86	40
		наги	ЮВ1	34	17	40
		гор с МГРП	ЮВ1	159	80	40
		наги	ЮВ1	27	14	40
		гор с МГРП	ЮВ1	148	75	40
		наги	ЮВ1	18	9	40
		гор с МГРП	ЮВ1	135	69	40
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	111	56	40
		наги, в пнд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	110	56	40
		наги, в пнд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	105	53	40
		наги, в пнд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	89	45	40
		наги, в пнд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40
		наги, в пнд	ЮВ2			
		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40
		наги	ЮВ1	15	8	40
		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40
		наги, в пнд	ЮВ1			
			Сумма	1468	743	
			Ср. Q	92	46	

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

9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №7**;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими

условиями в приложении №1;

- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов, предоставить на рассмотрение гидравлический расчет с работой МФНС и без МФНС с проведением ТЭР.
- Требования к организации системы ППД куста № 1,3:
  Локальная, сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемым блокам гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см^2, проектом предусмотреть решения позволяющие достигнуть проектного давления нагнетания;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и 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); Параметры здания блока ГЗУ: – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ. Параметры здания блока БМА: – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.
10.	**Особые условия строительства**
	– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовые площадки № 1, 3 расположены в пределах границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. **Приложение №8.**
11.	**Требования к режиму безопасности и гигиене труда**
	– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их

	содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
12.	**Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»**
	– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».
13.	**Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций**
	– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	**Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности**
	– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	**Материалы, представляемые Заказчиком**
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов». Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение». Приложение № 3 «Основные показатели разработки». Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование». Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС». Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины». Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП». Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений». Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».
16.	**Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД**
	– Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».

17.	**Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании**
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	**Перечень согласований с федеральными надзорными органами**
	– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Начальник ОПОМ ДПРПиОМ Д.В. Волков

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 1,3»

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

Приложение №1

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

_____М.Г. Разин
«___» _____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин №1,3»

1. Месторождение, район строительства	Южно-Островной лицензионный участок, Нижневартовский, Сургутский районы Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.1- т.вр.в н/сб.к.5,6» Нефтегазопровод «т.вр.в н/сб.к.1,5,6-т.вр.к.3» Нефтегазопровод «к.3- т.вр.в н/сб.к.1,5,6» Нефтегазопровод «т.вр.в н/сб.к.3,1,5,6 – т.вр.н/сб. к.4» Нефтегазопровод «т.вр.н/сб. к.4 – т.вр.в н/сб. с к. 27,31» Нефтегазопровод «т.вр.в н/сб. с к. 27,31 – УПН Ново-Покурского м/р »
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	**1 этап. Нефтегазопровод «к.1- т.вр.в н/сб.к.5,6»** От к.1 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут – 1262/745 Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр трубопровода определить по результатам гидравлического расчета. **2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.в н/сб.к.1,5,6-т.вр.к.3»** От т.вр.в н/сб.к.1,5,6 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут – 1262/745 Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр трубопровода определить по результатам гидравлического расчета.

	3 этап. Нефтегазопровод «к.3- т.вр.в н/сб.к.1,5,6» От к.3 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут – 1468/743 Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр трубопровода определить по результатам гидравлического расчета. **4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.в н/сб.к.3,1,5,6 – т.вр.н/сб. к.4»** От к.3 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут – 2730/1488 Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр трубопровода определить по результатам гидравлического расчета. **5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.н/сб. к.4 – т.вр.в н/сб. с к. 27,31»** От к.3 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут – 2730/1488 Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр трубопровода определить по результатам гидравлического расчета. **6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.в н/сб. с к. 27,31 – УПН Ново-Покурского м/р »** От к.3 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут – 2730/1488 Давление в точке подключения – 5 кгс/см2 Диаметр трубопровода для подключения определить по результатам изысканий и согласования с АНГДУ.
5. Требования к техническим решениям	–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.

	–Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –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 ДТТ; –Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. –Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение1); –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 жидкость с проектируемых кустов 2,4,5,6 и 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; –Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см2; –Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода; –Углы поворотов линейной части трубопроводов в

	вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°,30°,45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м); –Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться: 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м; 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи. Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета; –Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2. –Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам: а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку; –В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком); –Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается. –Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; –При 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 и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; –Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; –В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; –При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. –На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. –Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства; –При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6.	ОТ, ПБ и ООС	**Охрана и безопасность труда.** - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. **По защите окружающей среды** - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7.	Особые условия	- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ и с НГП-3 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных

	материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

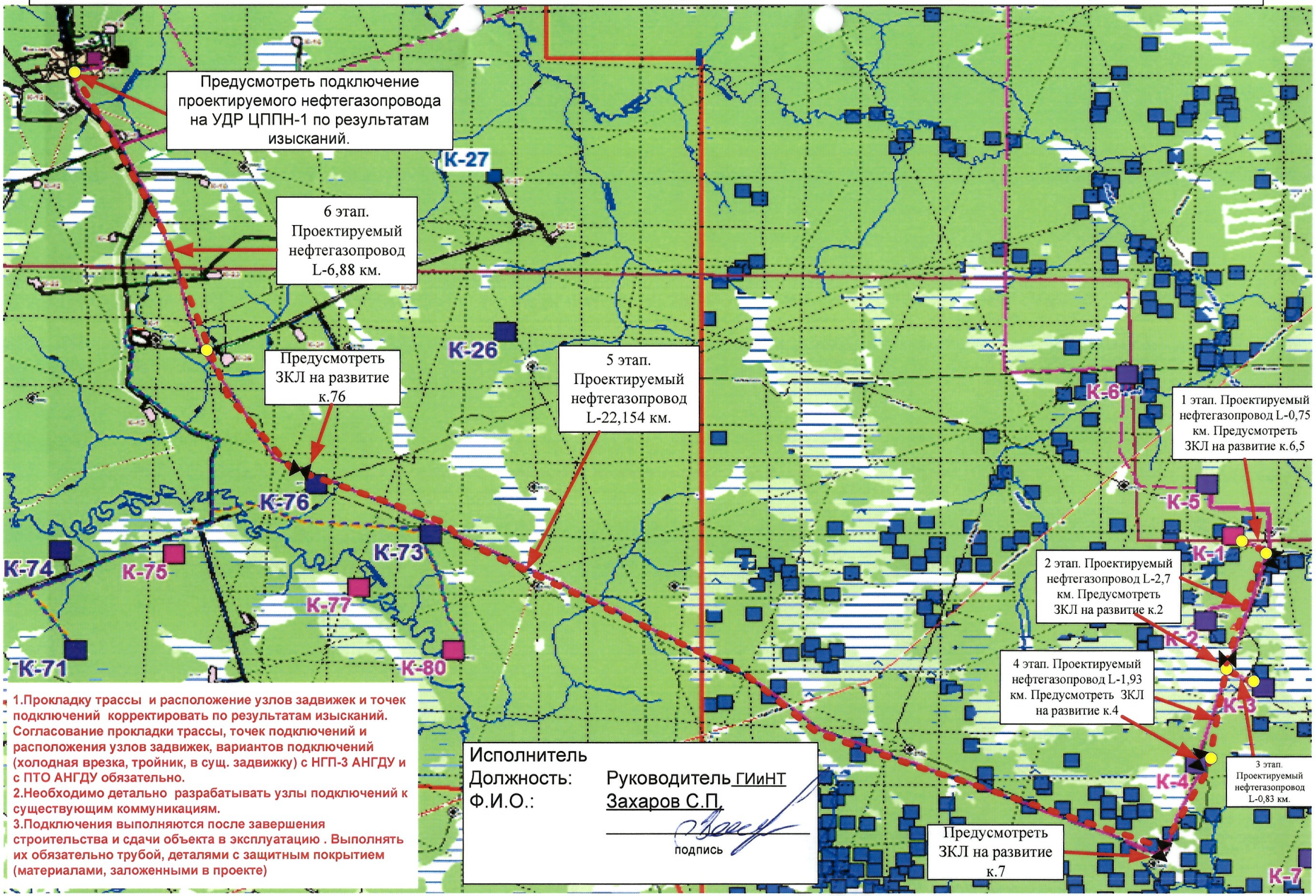
Технические условия составил:
Руководитель группы ИиНТ ДТТ С.П.Захаров

СОГЛАСОВАНО:

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

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ» В.В.Евдокимов

Предлагаемая схема подключения нефтегазопроводов проектируемых кустов 1,3 Южно-Островного м/р. ***Приложение № 1***



Приложение 2

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

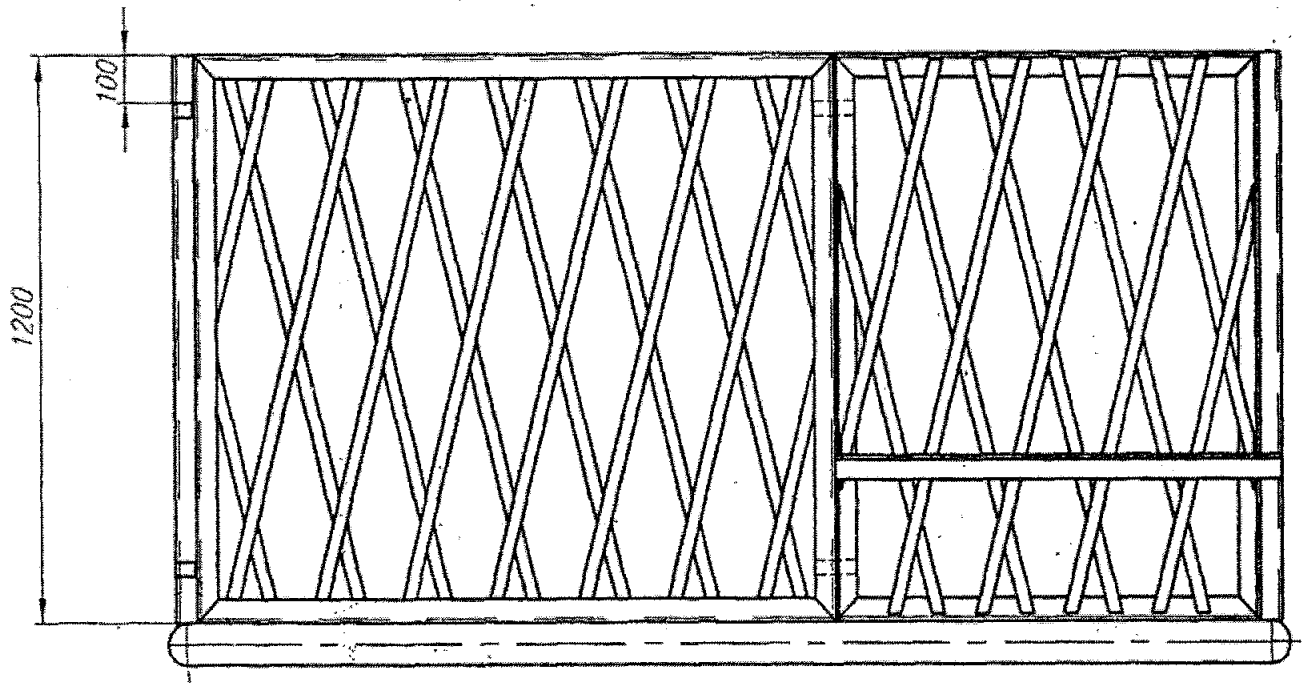
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

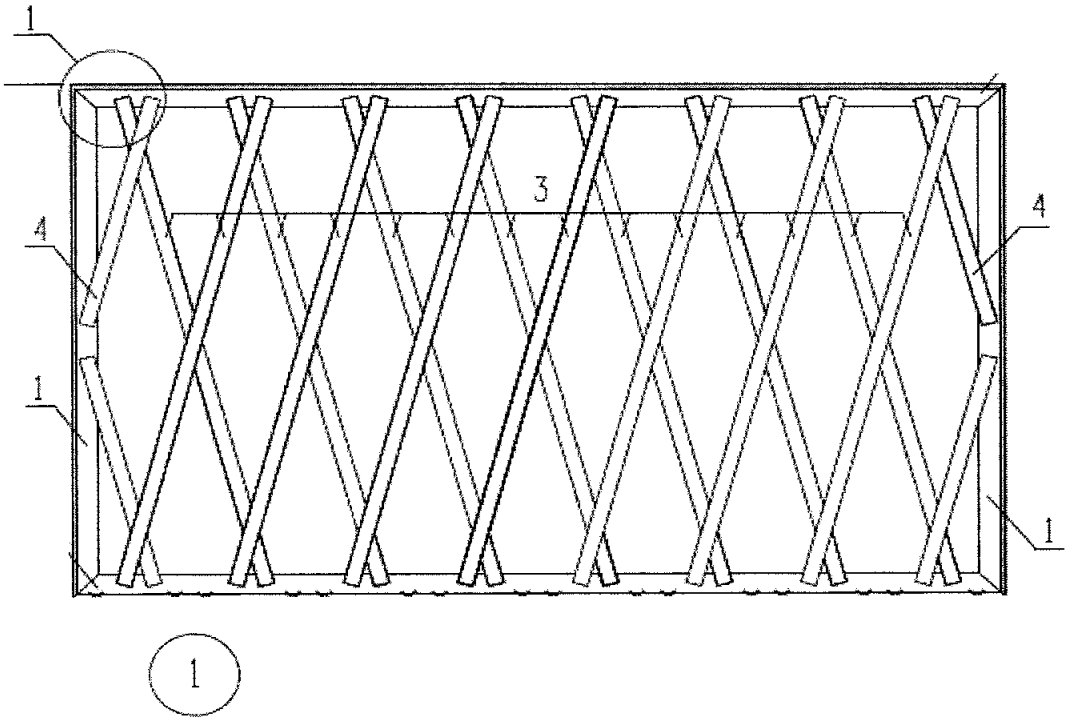
Газопроводы – желтый цвет;

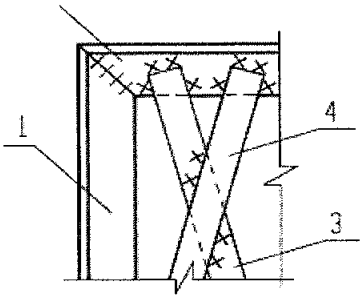
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения





СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

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

Приложение № 3

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

Р – давление проектное(кгс/см2)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

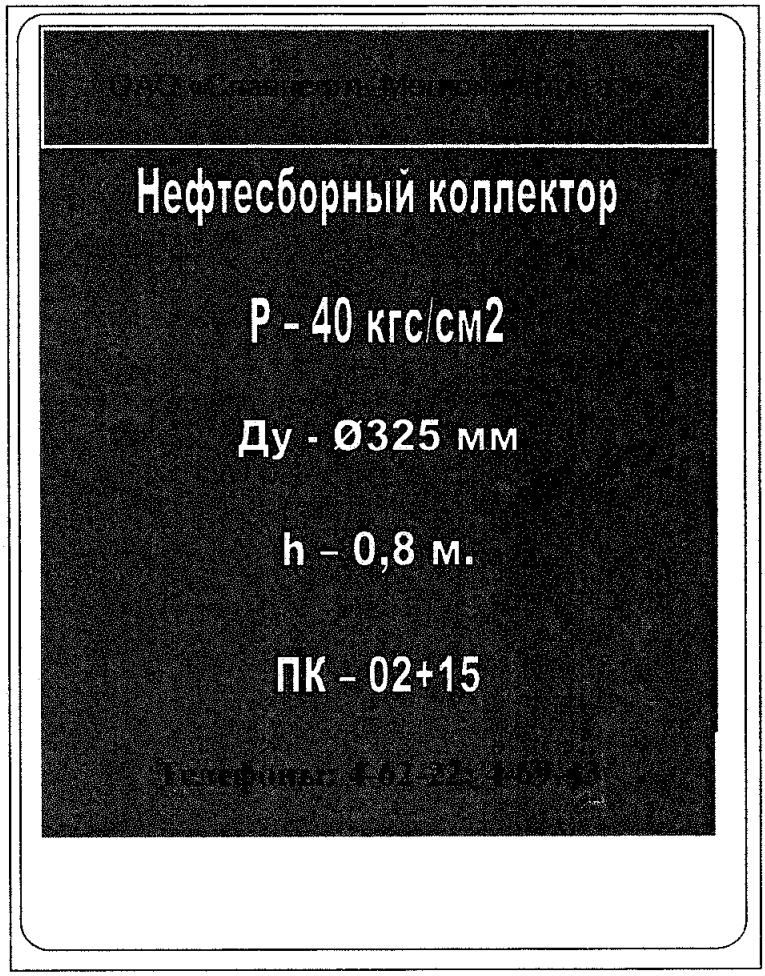
Телефон:

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

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



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

23.09.2014г. № 302-2014

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на электроснабжение КП-1, КП-3, МФНС
Южно-Островного месторождения нефти.

Установленная мощность:
- КП-1 – 1542 кВт;
- КП-3 – 1573 кВт;
- МФНС – 2220 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-1, КП-3, МФНС Южно-Островного месторождения нефти.
2. Проект согласовать с ЭО ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
3. Проект предоставить на бумажном и электронном носителях.
4. Выполнить приемо-сдаточные испытания оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ, отчет предоставить в ЭО ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП (после получения разрешения на допуск в эксплуатацию электроустановок в Отделе энергетического надзора по ХМАО Северо-Уральского управления по экологическому, технологическому и атомному надзору).
6. **Проектом предусмотреть:**

I этап

6.1. Категорию надёжности электроснабжения – определить проектом.
6.2. Энергоцентр с учетом требований:
6.2.1. Место расположения в районе КП-3.
6.2.2. Выходное напряжение энергоцентра – 6кВ.
6.2.3. ДГУ на базе ДВС «Cummins» единичной мощностью – 1МВт.
6.2.4. Установку резервных ДГУ. Режим работы ДГУ – n+2.
6.2.5. РУ-6кВ на площадке обслуживания. Тип, технические характеристики определить проектом.
6.2.6. Внешние коммуникации выполнить в соответствии с действующей НТД.
6.2.7. Площадку для размещения ДГУ.
6.2.8. Расходную емкость дизельного топлива с учетом трехсуточного запаса.
6.2.9. Обеспечить проезд вокруг площадки энергоцентра (грунтовая отсыпка шириной не менее 3 метров) для технологических нужд при эксплуатации.
6.2.10. Наличие отстойника и фильтра очистки от мехпримесей на основном топливопроводе.
6.2.11. Выполнить технологические переходы через топливопроводы.

6.2.12. Наличие насосного блока перекачки дизельного топлива.

6.2.13. Для каждого ДГУ предусмотреть установку узла учета расхода дизельного топлива с запорной арматурой на топливопроводе.

6.2.14. Байпасные линии на топливопроводе подачи топлива на ДГУ на время вывода в ремонт запорной арматуры узла учета и фильтра очистки от мехпримесей.

6.2.15. Узел учета дизельного топлива на заливном топливопроводе расходной емкости.

6.2.16. Пломбировку всех резьбовых соединений топливопровода и запорной арматуры.

6.2.17. Узлы учета электроэнергии в ячейках РУ-6кВ.

6.2.18. МПУ в ячейках РУ-6кВ типа «Sepam».

6.3. ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-1, КП-3. Технические характеристики ВЛ определить проектом.

6.4. КЛ-6кВ от точек подключения до МФНС.

6.5. Точки подключения: резервные ячейки 6кВ проектируемого РУ-6кВ «Энергоцентр». Номера ячеек 6кВ определить проектом.

6.6. Прокладку КЛ-6кВ от РУ-6кВ «ЭЦ» до электроприемников по кабельным эстакадам. Технические характеристики определить проектом с учетом возможности переподключения КЛ-6кВ с РУ-6кВ «ЭЦ» на ячейки проектируемой ПС-35/6кВ (см. II этап)

6.7. Постоянные знаки на опорах ВЛ в соответствии с п.№2.5.23 ПУЭ.

6.8. В проекте привести точный расчет вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям в соответствии с п.№2.5.207 ПУЭ.

6.9. На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.

6.10. Трассу ВЛ-6кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-6кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.

6.11. В местах опасного сближения ВЛ-6кВ с автодорогами, зимниками предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений.

6.12. В местах пересечений ВЛ-6кВ с автодорогами, водными преградами предусмотреть переходы на повышенных опорах.

6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.

6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного автотранспорта 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 февраля 2009 № 160.

6.15. ЛР-6кВ на концевых опорах для подключения проектируемых КТПН-6/0,4кВ.

6.16. КТПН-6/0,4кВ на КП-1, КП-3 в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4кВ мощностью

от 100 до 1000кВА. Количество и мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

6.17. Пункт АВР-6кВ на КП-1, КП-3 из трех ячеек типа К-112 или аналогов на общей площадке обслуживания.

6.18. Крепление проводов к ЛР-6кВ, КТПН-6/0,4кВ, ячеек 6кВ пункта АВР-6кВ при помощи плашечных зажимов.

6.19. Площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ поднять на уровень не менее 1,2м.

6.20. КЛ-0,4кВ по кабельным эстакадам. Технические характеристики КЛ, способ прокладки определить проектом.

6.21. Расчет сетей 6кВ в рабочем и аварийном режиме на соответствие ГОСТ 13109-97 уровня напряжения на зажимах электроприемников КП-1, КП-3.

6.22. Расчет токов КЗ в проектируемых сетях 6кВ.

6.23. ОПН-6/7,2/10/400 УХЛ1 на первых опорах проектируемых ВЛ-6кВ для защиты КЛ-6кВ.

6.24. Молниезащиту, заземление оборудования и сооружений выполнить в соответствие с ПУЭ.

6.25. Наружное и внутреннее освещение объектов светодиодными светильниками.

6.26. Первый этап строительства на две ДГУ, далее, ввод каждой следующей ДГУ выделить в отдельный этап.

II этап

6.27. Строительство ПС-35/6кВ в районе КП-3 на Южно-Островном месторождении.

6.28. Точки подключения проектируемой ПС-35/6кВ - ВЛ-35кВ Ф№ 1,3 от ПС-110/36/6кВ «Ново-Покурская», номер опоры определить проектом.

6.29. Установку устройств защит ВЛ от грозовых перенапряжений типа ИРМК, РДИП и т.п.

6.30. При проектировании ПС35/6кВ учесть следующее:

6.30.1. Строительство ВЛ-35кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-3 на Южно-Островном месторождении.

6.30.2. Технические характеристики ВЛ-35кВ определить проектом.

6.30.3. Проверку сечения провода ВЛ-35кВ по экономической плотности тока.

6.30.4. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.

6.30.5. Проверочный расчет оборудования ПС-110/36/6кВ «Ново-Покурская», при необходимости предусмотреть замену оборудования.

6.30.6. Применить внешнюю полимерную изоляцию и полимерные изоляторы опорно-стержневого типа.

6.30.7. Предусмотреть ограничители перенапряжения типа ОПН 35кВ с регистраторами срабатывания (установку предусмотреть непосредственно перед трансформаторами напряжения и силовыми трансформаторами).

6.30.8. Предусмотреть ограничители перенапряжения типа ОПН 6/7,2.

6.30.9. Трансформаторы напряжения предусмотреть с антирезонансными характеристиками.

6.30.10. Силовые и контрольные кабели применить с изоляцией не распространяющей горение. Монтаж токовых цепей в ОРУ 35кВ выполнить кабелем сечением 4 мм 2 в остальных токовых цепях не менее 2,5 мм 2.

6.30.11. Устройство компенсации реактивной мощности с автоматическим регулированием. Мощность и технические характеристики определить проектом.

6.30.12. Установить автоматические батареи статических конденсаторов КУ1, КУ2 с 30% запасом по мощности и ступенями автоматического регулирования не более 25% от номинала.

6.30.13. Управление компенсацией реактивной мощности выполнить на микропроцессорных блоках с возможностью изменения алгоритма компенсации реактивной мощности.

6.30.14. Предусмотреть схему включения трансформаторов напряжения 35кВ через разъединители с выносом в сторону от секции шин (для безопасной работы на НАМИ-35 без отключения секции шин).

6.30.15. Предусмотреть площадки обслуживания электрооборудование ОРУ-35кВ: ТСН №1,2; Т №1,2; В-35 №1,2; ЛР-35 №1,2.

6.30.16. КРУН 6кВ в модульном здании. Расположение ячеек в здании двухрядное с воздушными выходами. Коммутационные аппараты – вакуумные выключатели.

6.30.17. ВБЭТ-35 кВ с электромагнитным приводом (с ручным приводом для управления выключателем при отсутствии питания вторичных цепей).

6.30.18. Микропроцессорные устройства релейной защиты «Sepam» фирмы «Шнайдер Электрик», для защиты трансформаторов Sepam T87, ТН – Sepam 1000 + B22, ввод и отходящие линии – Sepam 1000 S 42.

6.30.19. Установку устройств АЧР и ЧАПВ.

6.30.20. Отдельные автоматы для питания МПУ «Sepam».

6.30.21. Удаленный доступ к микропроцессорным устройствам релейной защиты для считывания аварийных осциллограмм, телеуправления, изменения параметров.

6.30.22. Синхронизацию времени микропроцессорных устройств РЗА.

6.30.23. Вводные ячейки 6кВ с одним комплектом трансформаторов тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 1-0.2S/0.2/10P/10P-10/10/15/15-1000/5.

6.30.24. Предусмотреть на отходящих присоединениях 6кВ трансформаторы тока класса точности 0,2S/0,2/10P с возможностью пломбирования цепи 0,2S для учета электроэнергии

6.30.25. Преобразователи ACE 949-2 и преобразователи для питания ACE 909-2.

6.30.26. Установку светодиодных ламп, светильников наружного, внутреннего освещения, отсеков ВН и шкафов РЗА.

6.30.27. Блок центральной сигнализации типа БМЦС. Дуговую защиту типа «ОВОД».

6.30.28. Зарядное устройство типа AEES HPT-** с током заряда не менее 50 А и контролем изоляции.

6.30.29. Оперативный ток - постоянный 220 В.

6.30.30. Для питания цепей оперативного тока предусмотреть аккумуляторные батареи типа 12-V105F «PowerSafe».

6.30.31. Вводные АВ-0,4 кВ и АВР-0,4 кВ производства «Schneider Electric».

6.30.32. АВР-6кВ с восстановлением нормальной схемы электропитания после возобновления напряжения на питающих линиях, АВР, АВНР-6кВ с блокировкой по напряжению ТСН-6/0,4кВ.

6.30.33. Контроль работы АВР-6кВ предусмотреть по контролю напряжения секций шин 35кВ и 6кВ.

6.30.34. Выполнить проект системы телемеханики на базе контроллера «Омь» производства НПО «Мир» г.Омск

6.30.35. Блоки автоматических регуляторов напряжения силовых трансформаторов, управление блоками вывести в действующую систему телемеханики «Омь» ООО «МЭН» ЦДС г.Мегион.

6.30.36. Вывести сигналы телеуправления и телесигнализации обогрева РУ–6кВ, 35кВ в систему ТМ «Омь» ООО «МЭН» ЦДС г.Мегион.

6.30.37. Контроль min. max. напряжения заряда аккумуляторной батареи, измерения вывести в действующую систему телемеханики «Омь» ООО «МЭН» ЦДС г.Мегион.

6.30.38. Измерение температуры на ПС с передачей ее в действующую систему телемеханики «Омь» и дистанционное управление.

6.30.39. Канал передачи данных на базе радиомодема Integra-TR. Частотный диапазон согласовать с ООО «МЭН».

6.30.40. Установка антенной мачты для каналообразующей аппаратуры.

6.30.41. Установить GSM-коммуникатор и комплект оборудования (антенна, блок питания, преобразователь интерфейсов) на ПС35/6кВ, выполнить программирование счетчиков и вывести на автоматизированный опрос.

6.30.42. Монтаж цепей телемеханики. Перечень и количество сигналов ТС,ТИ,ТУ согласовать с ООО «МЭН».

6.30.43. Установить пожарную сигнализацию, вывести сигналы на телесигнализацию.

6.30.44. Вывести все резервные блок-контакты выключателей 0,4кВ, 6кВ, 35кВ на клеммники шкафов РЗА.

6.30.45. Объединить интерфейсные цепи счетчиков раздельно для каждого из двух интерфейсов связи и раздельно по 1,2с.ш. Соединение выполнить на каждом присоединении через пломбируемую коробку (ответвитель).

6.30.46. Установить цифровые щитовые приборы с изменяемым вручную коэффициентом трансформации и коэффициентом перегрузки по току не менее 50% по напряжению не менее 20% от номинальных значений.

6.30.47. Токовые цепи учета разделить от цепей измерений и защит.

6.30.48. Для проведения поверки (калибровки) на месте установки в непосредственной близости к щитовым приборам (амперметрам) дополнительный клеммный блок для закорачивания токовой цепи и подключения поверочной установки.

6.30.49. Установить шкаф АВР-100В КРУН-6кВ для цепей учета электроэнергии и возможностью работы в ручном и автоматическом режиме.

6.30.50. Цепи учета на вводе№1,2 СН установить до подключения потребителей и цепей АВР-0,4кВ через автоматический выключатель с блок контактом и возможностью пломбирования цепей напряжения.

6.30.51. Проектом предусмотреть статью затрат на поверку всех трансформаторов тока и напряжения 6кВ, а также счетчиков электроэнергии непосредственно перед включением под напряжение (со сроком поверки не более 12 месяцев).

6.30.52. Вывод информации по учету электроэнергии на систему АСТУЭ/АСДУ производства ООО «НПО МИР» г.Мегион.

6.30.53. На СВ-6кВ, СВ-35кВ вводах 6кВ и 35кВ предусмотреть датчики мощности АЕТ311 (для контроля перетоков мощности) с выходом на АСДУ «Омь» через интерфейс RS485.

6.30.54. Установить стационарные системы контроля качества электроэнергии в соответствии с требованием ГОСТ 13149-97 и 54149-2010 с осцилографированием параметров сети 6кВ по 1,2 с.ш. 6кВ.

В комплект ЗИП включить:

6.30.55. «SEPAM 1000 +B22» (1шт).

6.30.56. «SEPAM 1000 +T87» (1шт).

6.30.57. «SEPAM 1000 +S42» (1шт).

6.30.58. Ноутбук для считывания аварийных осциллограмм, тестирования, программирования, изменения уставок и работы с базой данных устройств РЗА.

6.30.59. Трансформаторы тока нулевой последовательности для воздушного ввода производства «Schneider Electric» (2шт).

6.30.60. Спец. отвертки для клеммных соединений (2шт).

6.30.61. Кабель ЕВРО-УНИКУМ для связи с РС (1шт).

6.30.62. Диэлектрическую подставку (1шт).

6.30.63. Трансформатор напряжения НАМИТ- 6 (1шт).

6.30.64. Комплект трансформаторов тока 6кВ Ктт= 200/5 (3шт).

6.30.65. Комплект трансформаторов тока 6кВ Ктт= 300/5 (3шт).

6.30.66. Комплект предохранителей для ТН-6кВ.

6.30.67. Комплект предохранителей для ТН-35кВ.

6.30.68. Комплект предохранителей для ТСН-6кВ.

6.30.69. Комплект ОПН-6кВ (3шт).

6.30.70. Указатель напряжения 6кВ(2шт), 35кВ (2шт).

6.30.71. Коврики диэлектрические (26шт).

6.30.72. Перчатки диэлектрические (латекс) (2 пары).

6.30.73. Боты диэлектрические (для ОРУ) (2 пары).

6.30.74. Штанга изолирующая (оперативная или универсальная) (2 шт) на каждый класс напряжения.

6.30.75. Заземление переносное трехфазное S=50мм2 (2 шт) на каждый класс напряжения.

6.30.76. Лестница изолирующая L=3м (1 шт).

6.30.77. Ограждения временные (щиты) (2 шт).

6.30.78. Очки защитные (2 пары).

6.30.79. Комплект плакатов безопасности.

6.30.80. Стенд для размещения СИЗ (плакатов по электробезопасности, переносные заземления и т.д.).

6.30.81. Средства противопожарной защиты (огнетушители и т.д.). Предусмотреть место для их установки.

6.30.82. Прогрузочное устройство Ретом-51.

6.30.83. Комплект инструмента для монтажа вторичных цепей.

7. Трассы всех коммуникаций согласовать со всеми заинтересованными организациями.

8. При пересечении проектируемых коммуникаций с действующими коммуникациями сторонних организаций запросить технические условия на пересечение, получить согласование проектной документации.

9. Срок действия ТУ – 6 месяцев.

В.Е. Сыровежкин

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

Приложение №3.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

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

03 06 2014 г. № 05-230
На № _____ от ___ _____ 20___ г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

Приложение:

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

С уважением,
Начальник ДГиН **М.О. Перегудов**

вх. РПБ-1141 03.06.14

Динамика основных показателей разработки КП № 1 Южно-Островного месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	**КП №1**										
1.1	Общий фонд скважин, шт	**11**	**23**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**
	в т. ч. - добывающих	7	12	13	13	13	13	13	13	13	13
	- нагнетательных	3	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	43	110	117	97	92	90	87	84	82	79
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	101	320	460	463	462	462	462	463	462	462
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	86	280	447	469	473	475	478	482	483	486
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,1	8,0	8,6	7,1	6,7	6,5	6,3	6,2	6,0	5,8

Начальник отдела ОПиМПР **А.М. Горбань**

Проектные данные по КП № 1 Южно-Островного месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газо-содерж-е	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк	нефти					
						с отраб	без отраб		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
Аганское НГДУ															
1	Южно-Островное	1	Ю1	24	13	5	4	2	1262	745	1350	180	73	89,6	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	13	5	4	2							

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

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

Начальник ОМиППР ОАО " СН-МНГ" Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 1 Южно-Островного месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	1	гор	Ач 2	80	47	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн	Ю1(1)	52	31	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
			Сумма	1262	745	
			Ср. Q	70	41	

Динамика основных показателей разработки КП № 3 Южно-Островного месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	**КП №3**										
1.1	Общий фонд скважин, шт	**11**	**23**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**
	в т. ч. - добывающих	6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	- нагнетательных	4	9	10	10	10	10	10	10	10	10
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	70	143	126	117	109	101	94	88	84	79
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	169	426	530	530	531	530	530	530	531	529
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	25	277	484	511	511	512	511	511	511	512
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	5,1	10,4	9,2	8,5	8,0	7,4	6,9	6,4	6,1	5,8

Начальник отдела ОПиМПР **А.М. Горбань**

Проектные данные по КП № 3 Южно-Островного месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газовый фактор	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк	нефти					
						с отраб	без отраб		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
Аганское НГДУ															
1	Ю-Островное	3	ЮВ1	24	12	4	6	2	1468	743	1400	180	73	89,6	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	12		6	2							

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

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

Начальник ОМиППР ОАО " СН-МНГ" Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 3 Южно-Островного месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	3	гор с МГРП	ЮВ1	170	86	40
		нагн	ЮВ1	34	17	40
		гор с МГРП	ЮВ1	159	80	40
		нагн	ЮВ1	27	14	40
		гор с МГРП	ЮВ1	148	75	40
		нагн	ЮВ1	18	9	40
		гор с МГРП	ЮВ1	135	69	40
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	111	56	40
		нагн, в ппд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	110	56	40
		нагн, в ппд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	105	53	40
		нагн, в ппд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	89	45	40
		нагн, в ппд	ЮВ1			
		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40
		нагн, в ппд	ЮВ2			
		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40
		нагн	ЮВ1	15	8	40
		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40
		нагн, в ппд	ЮВ1			
			Сумма	1468	743	
			Ср. Q	92	46	

Приложение №4

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

19 05 2014 г. № 14-71
На № _____ от _____ 2014 г.

И.о. начальника ДПРП и ОМ
А.В.Хвостенко

О предоставлении информации

В ответ на исх№МБ-421 от 15.05.2014г. направляю перечень скважин: КП№43 Кетовского месторождения, КП№105 Локосовского месторождения, КП№3 Южно-Островного месторождения, КП№55 Тайлаковского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 4 л., 1 экз.

Начальник ТОпоДНГ ДДНГ **Н.Р. Шамсутдинов**

Исп. Архангельский Г.Г.
Тел. 46-739

Вх МБ-1026
19.05.14г.

Перечень скважин КП №03 Южно-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Южно-Островного	***	3	гор с МГРП	ЮВ1	170	86	40	ЭЦН5-160-2500	90
	***		нагн	ЮВ1	34	17	40	ЭЦН5-30-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ1	159	80	40	ЭЦН5-160-2500	90
	***		нагн	ЮВ1	27	14	40	ЭЦН5-30-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ1	148	75	40	ЭЦН5-160-2500	90
	***		нагн	ЮВ1	18	9	40	ЭЦН5-25-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ1	135	69	40	ЭЦН5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				ЭЦН5-700-1900	250
	***		гор с МГРП	ЮВ1	111	56	40	ЭЦН5-125-2500	90
	***		нагн, в ППД	ЮВ1					
	***		гор с МГРП	ЮВ1	110	56	40	ЭЦН5-125-2500	90
	***		нагн, в ППД	ЮВ1					
	***		гор с МГРП	ЮВ1	105	53	40	ЭЦН5-125-2500	90
	***		нагн, в ППД	ЮВ1					
	***		гор с МГРП	ЮВ1	89	45	40	ЭЦН5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	ЮВ1					
	***		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40	ЭЦН5-80-2500	63
	***		водоз	ПК				ЭЦН5-700-1900	250
	***		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40	ЭЦН5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	ЮВ2					
	***		гор с МГРП	ЮВ1	86	43	40	ЭЦН5-80-2500	63
	***		нагн	ЮВ1	15	8	40	ЭЦН5-25-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ1	88	45	40	ЭЦН5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	ЮВ1					

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

11 06 2014 г.
На № МБ-518

№ 14-86
от 10 06 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх№МБ-518 от 10.06.2014г. направляю перечень скважин: КП № 58 Тайлаковского месторождения, КП№№1, 6 Южно-Островного месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 3 л., 1 экз.

И.о. начальника ТОпоДНГ ДДНГ **А.А.Осипов**

Исп. Сандулов А.Б.
Тел. 46-037

Перечень скважин КП №1 Южно-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Южно-Островное	***	1	гор	Ач2	80	47	30	5-80-2300	63
	***		нагн	Ю1(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю1(1)	84	49	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	84	49	30	5-80-2500	63
	***		водоз	ПК				5а-800-1900	300
	***		гор	Ю1(1)	86	51	30	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю1(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	52	31	30	5-50-2500	45
	***		гор	Ю1(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	86	51	30	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю1(1)	84	49	30	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю1(1)	87	52	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	87	52	30	5-80-2500	63
	***		водоз	ПК				5а-500-1900	250
	***		гор	Ю1(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	87	52	30	5-80-2500	63

Приложение 5

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

21 мая 2014 г. № ДН-47А
На № МБ-422 от 15 мая 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож-дение	Координаты X	Координаты У	НДС
1.	3	Ю-Островное	717416	657629	135°

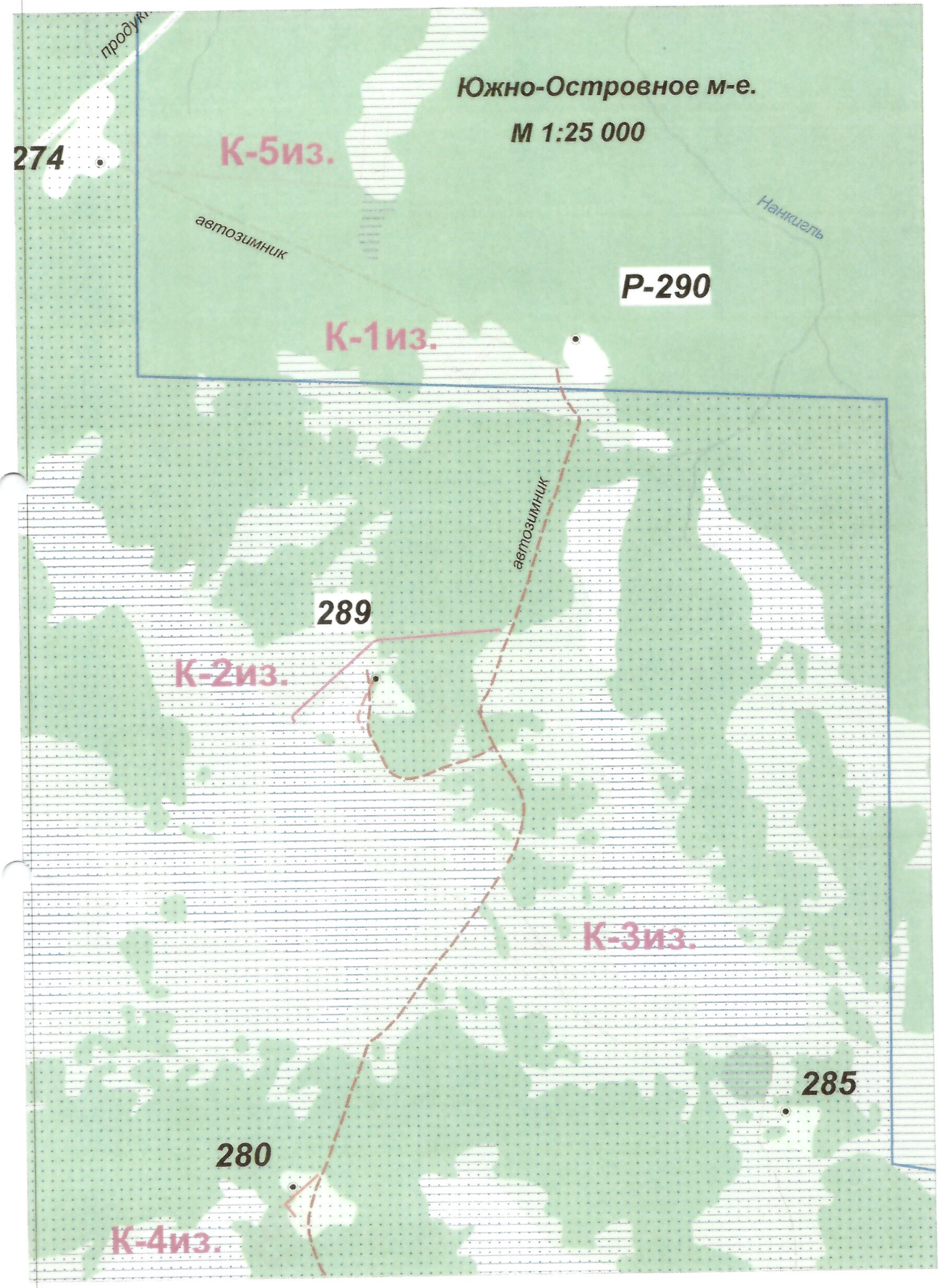
Примечание: ТТП – 12уг.

Главный маркшейдер **А.А.Новичков**

Начальник департамента геологии и недропользования **М.О.Перегудов**

Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990

вх МБ-1047 21.05.2014г.


Южно-Островное м-е.
М 1:25 000
274
К-5из.
автозимник
Нанкиаль
Р-290
К-1из.
автозимник
289
К-2из.
К-3из.
285
280
К-4из.

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

25 июня 2014 г. № ДН-717
На № МБ-639 от 21 июня 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож-дение	Координаты X	Координаты У	НДС
1.	1	Южно-Островное	720440	656974	35°

Примечание: ТТП – 12уг.

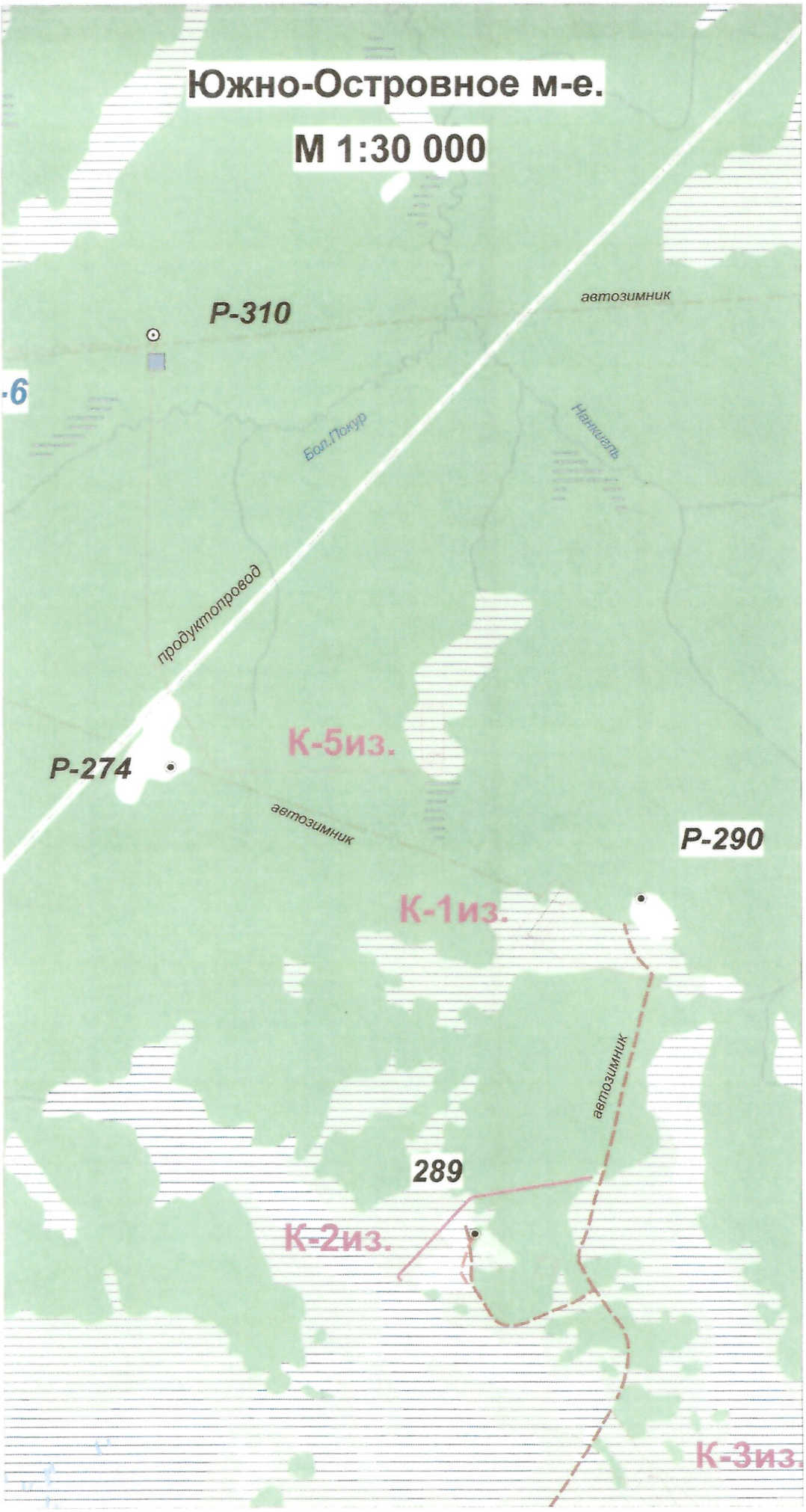
Главный маркшейдер **А.А.Новичков**

Начальник департамента геологии и недропользования **М.О.Перегудов**

Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990

Южно-Островное м-е.

М 1:30 000



Приложение №6.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 42-070, факс (34663) 49-050

17 июня 2014 г. № ДТ-46/656
На № _____ от ___ _____ 2014 г.

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

О проектировании

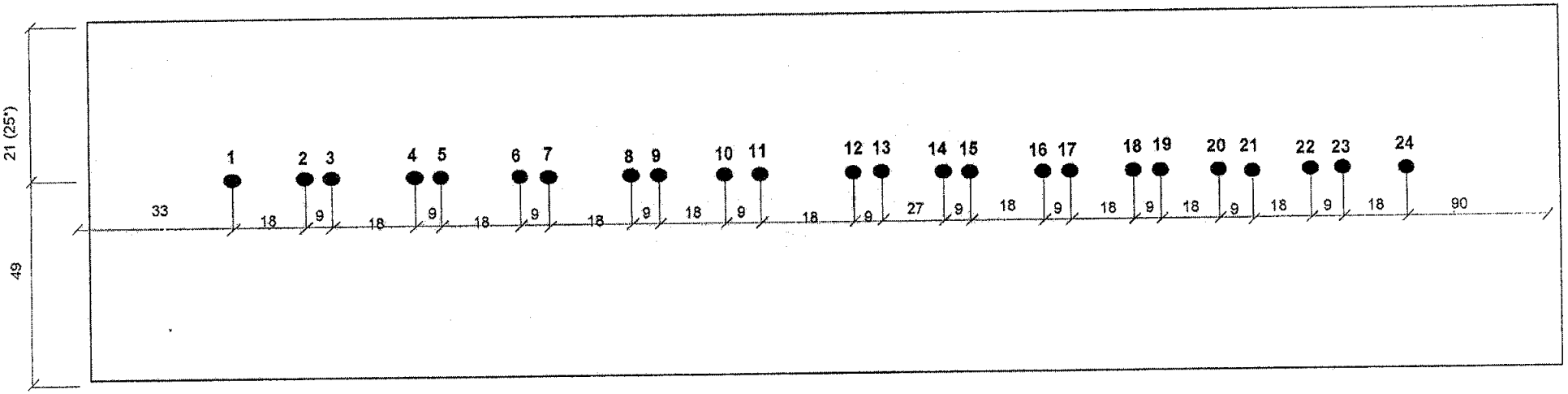
Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МГ» о разработки проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количеством отходов бурения с одной скважины:

1.КП № 58 Тайлаковское м/я -1560м^3;
2.КП № 1 Южно-Островное м/я -1590м^3;
3.КП № 6 Южно-Островное м/я -1590м^3.

Начальник ПТО **А.Н. Терешун**

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 1 ЮЖНО-ОСТРОВНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 16.06.14 г.)
L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
Демонтажная зона - 90 м



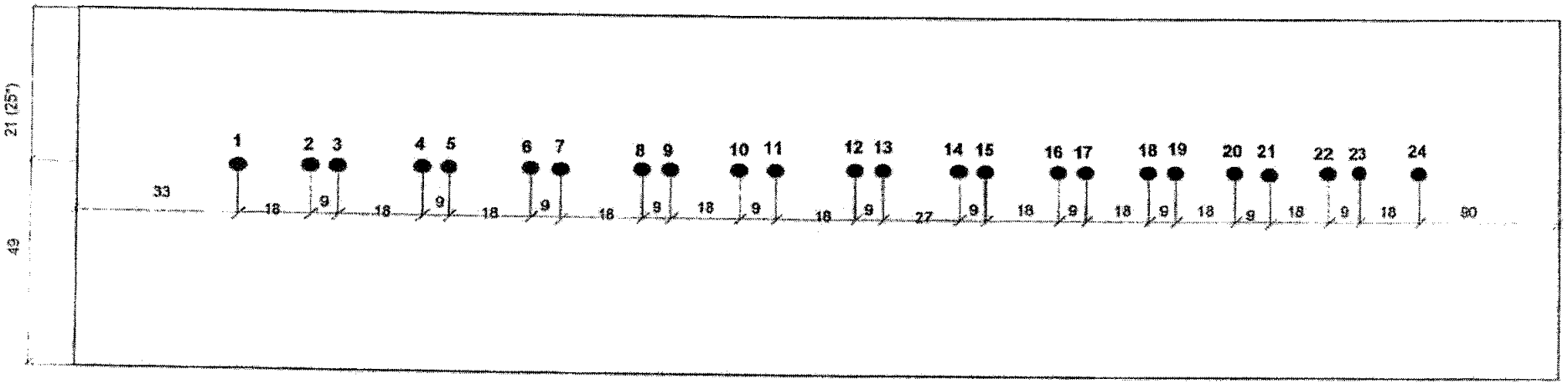
Примечание: * -если без амбарное бурение

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

Начальник ДГиН ОАО "СН-МНГ" Перегудов М.О.

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

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 3 ЮЖНО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 20.06.14 г.)
L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * -если без амбарное бурение
количество отходов бурения с одной скважины:
горизонтальная скв -1950м3
н/направленная скв - 1230 м3
водозаборная скв -860м3

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

Начальник ДГиН ОАО "СН-МНГ" Порегудов М.О.

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

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 1».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин 1», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

–ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 1 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин 1» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CTM ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 3 Ново-Покурского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-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-3 Ново-Покурского месторождения нефти Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

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

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

– сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;

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

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 1:

1. Скважины с ЭЦН

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

– блок технологический (БТ);

– блок аппаратурный (БА).

В состав блока аппаратурного входят:

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

– станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

– микроконтроллер «СТМ-ZKM»;

– блок эл. питания контроллера

– блок эл. питания радиостанции;

– радиостанция Motorola GM 340

– разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

– поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;

– автоматическое и ручное управление процессом измерения;

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

– текущие показания датчиков;

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

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

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

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

1) Аварийные сигналы:

– выход рабочего давления установки за предельные значения;

– загазованность 20% в БТ;

– предельная загазованность 40% в БТ;

– отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;

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

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

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

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

3. *Установка дозирования химреагентов УДХ*

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

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

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

4. *Закачка рабочего агента в пласт*

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Взлет ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 1.

5. *Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин*

Проектом предусмотреть:

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

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

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

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 1.

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

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 1:

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

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

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

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

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

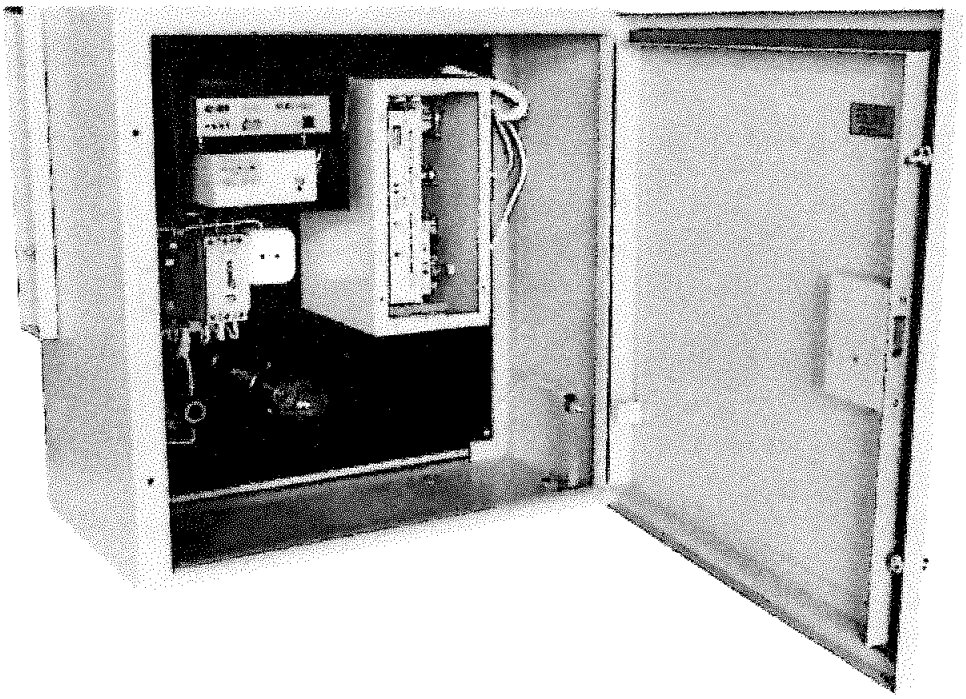
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Южно-Островного м/р. Куст скважин № 1» **до 07.07. 2015г.**

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

Приложение №1,1



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 х 150 х 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 х 650 х 300

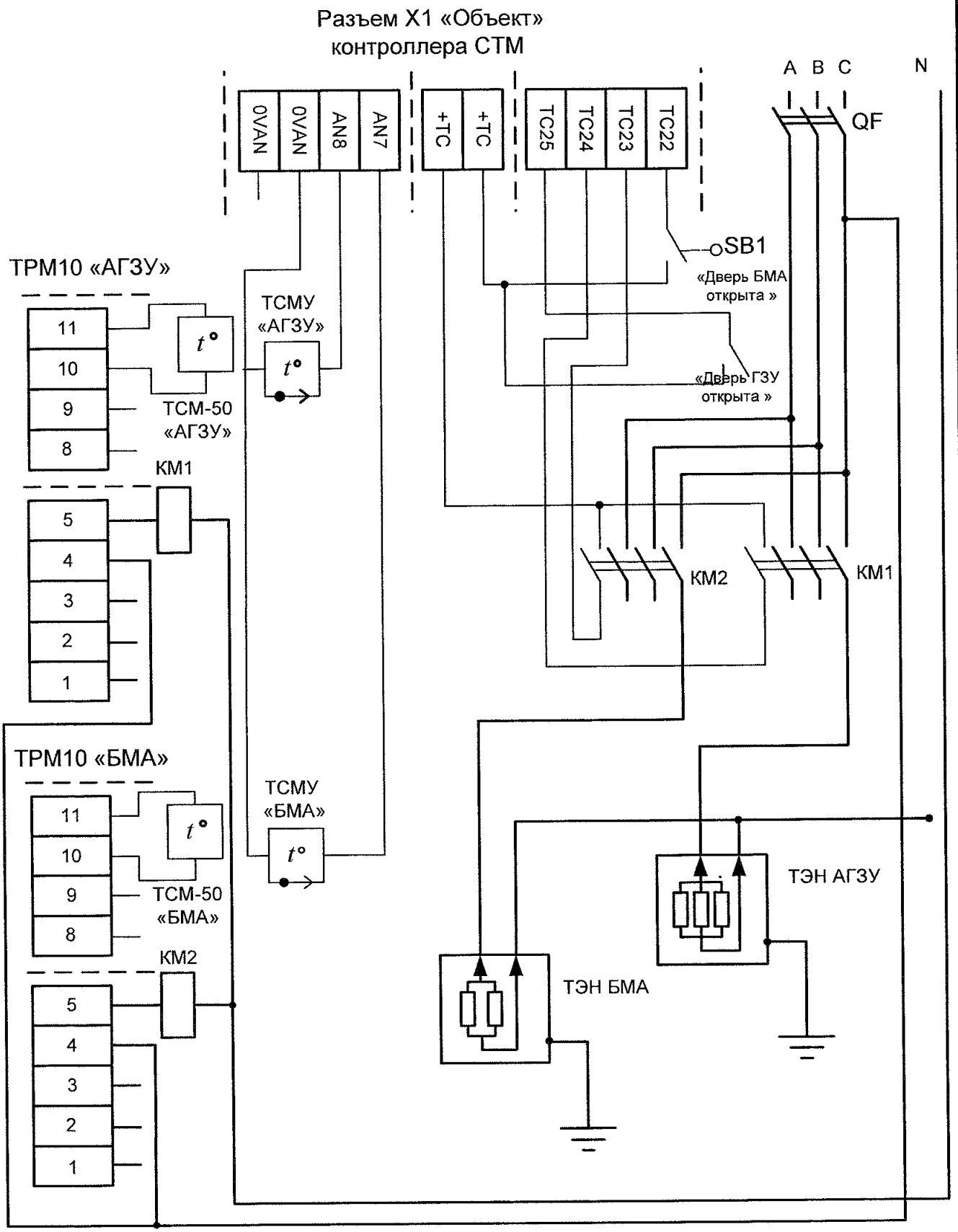
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Приложение 1,2



						Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ. Схема внешних соединений.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ

ДЛЯ ОБЪЕКТА

ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 1.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 158,75 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ. БС расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0876 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Южно-Островного м/р. Куст скважин № 1» до 07.07. 2015г.

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

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

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

_____ 200__ г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 101-08-0876

От 04.03.2008 (дата выдачи) Срок действия до: 01.01.2016 (дата)

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

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

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-0211-84 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

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

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

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

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

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

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

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

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

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

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

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

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

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

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

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

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижневартовский р-н, Ново-Покурское месторождение 60N45 74E33	75,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		158,7500	158,7500
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		158,7500	158,7500

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

А.А. Панков

Всего прошито, пронумеровано и скреплено печатью 3(Три) л.

Начальник отдела
Ш. Б. Григорян

07.07.2014.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 3».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин 3», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

–ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 3 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин 3» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CTM ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 3 Ново-Покурского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-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-3 Ново-Покурского месторождения нефти Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

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

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

– сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;

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

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 3:

1. Скважины с ЭЦН

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

– блок технологический (БТ);

– блок аппаратурный (БА).

В состав блока аппаратурного входят:

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

– станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

– микроконтроллер «CTM-ZKM»;

– блок эл. питания контроллера

– блок эл. питания радиостанции;

– радиостанция Motorola GM 340

– разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

– поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;

– автоматическое и ручное управление процессом измерения;

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

– текущие показания датчиков;

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

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

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

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

1) Аварийные сигналы:

– выход рабочего давления установки за предельные значения;

– загазованность 20% в БТ;

– предельная загазованность 40% в БТ;

– отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;

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

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

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

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

3. *Установка дозирования химреагентов УДХ*

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

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

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

4. *Закачка рабочего агента в пласт*

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Взлет ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 3.

5. *Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин*

Проектом предусмотреть:

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

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

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

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 3.

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

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 3:

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

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

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

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

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

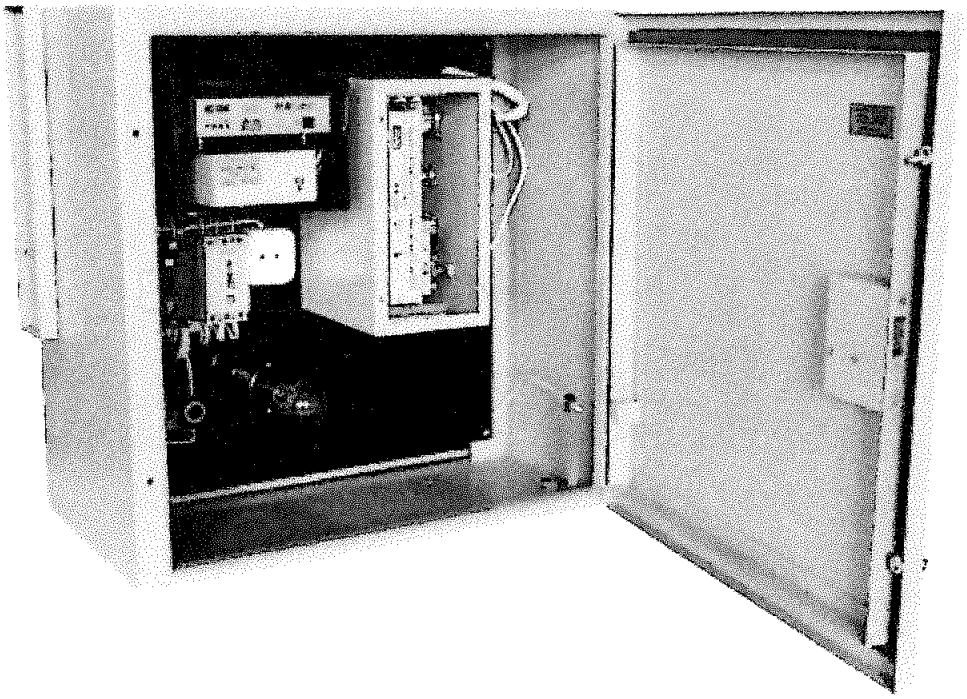
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Южно-Островного м/р. Куст скважин № 3» **до 07.07. 2015г.**

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

Приложение №1,1



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

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

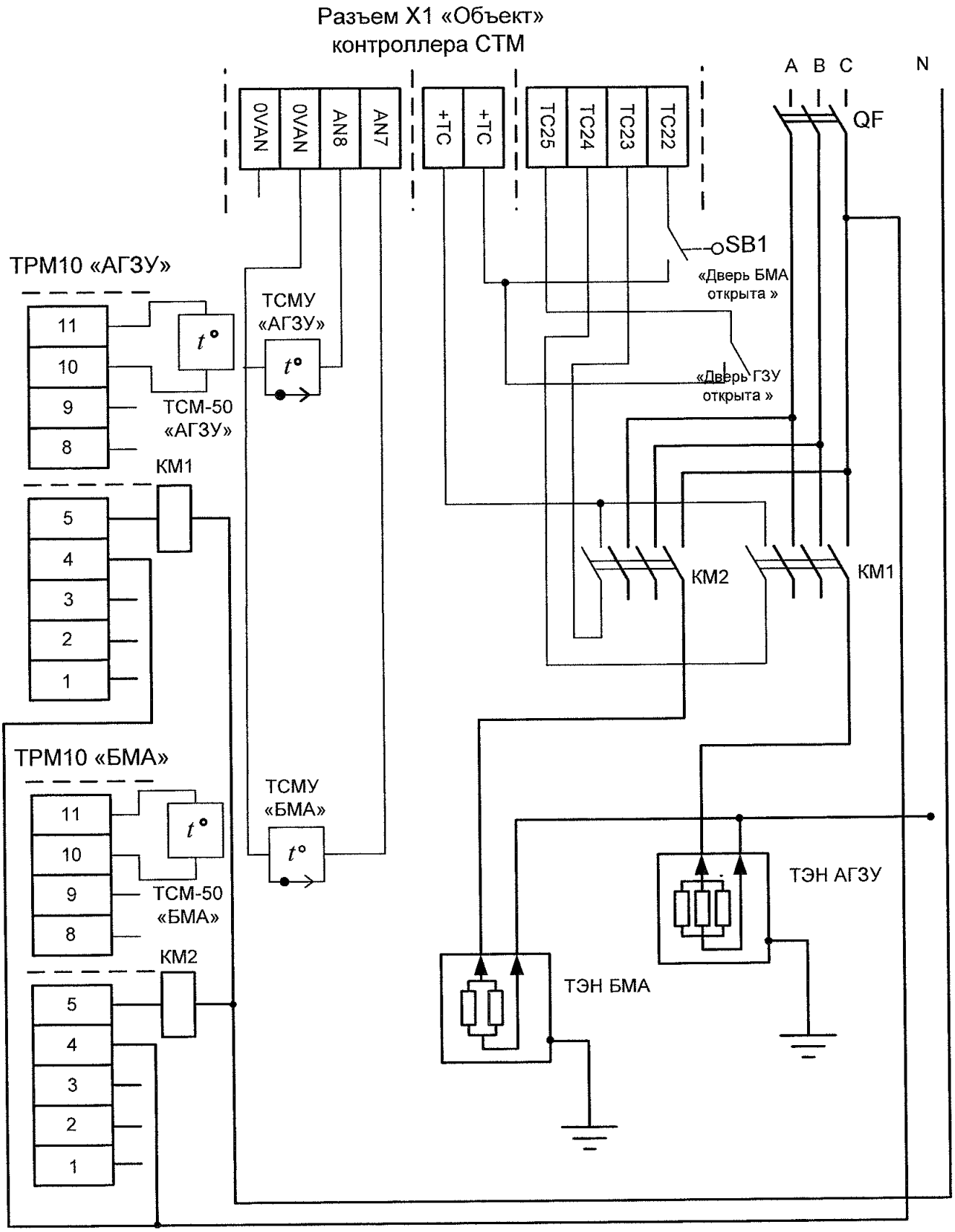
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Приложение 1,2



						Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ. Схема внешних соединений.	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ

ДЛЯ ОБЪЕКТА

ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 3.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 158,75 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ. БС расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0876 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Южно-Островного м/р. Куст скважин № 3» **до 07.07. 2015г.**

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

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

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

_____ 200__ г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

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

От 04.03.2008 (дата выдачи) Срок действия до: 01.01.2016 (дата)

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

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

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021184 и приказ Роскомсвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

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

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

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

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

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

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

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

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

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

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

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

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

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

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

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

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты передачи БС	Частоты приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижневартовский р-н, Ново-Покурское месторождение 60N45 74E33	75,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		158,7500	158,7500
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		158,7500	158,7500

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

А.А. Панков

Всего прошито, пронумеровано и скреплено печатью 3 (три) листа

Начальник отдела

Приложение №8

«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №1,3»
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	*Признаки*	*Идентификация по признакам*	*Примечание*
Кусты скважин №1,3 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтесбор от куста скважин №1,3 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	
	ВЛ-6кВ на куст скважин №1,3		
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 №1,3			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

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

Приложение N 9

Таблица 1.2 - Свойства пластовой нефти и воды Южно-Островного месторождения

Показатели	***Показатели***
	Пласт ЮВ1(1)
1.Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,2
2.Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	842,8
3.Давление насыщения, МПа	9,7
4.Газосодержание, м^3/т	92
5.Минерализация пластовой воды, г/л	22,113
6.Вязкость воды, мПа*с	0,35
7.Плотность воды, т/м^3	1,016

Таблица 1.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Южно-Островного месторождения

Показатели	***Индекс пласта***		
	Ю$^1_1$(скв.280)	***Ю$^1_1$(скв.285)***	***Баж.***
Вязкость, сСт:			
при 20°С	н/опр	56,1	12,83
при 50°С	н/опр	16,26	5,45
Содержание, % вес:			
- серы	1,43	1,22	0,90
- смол силикагелевых	15,68	9,4	4,20
- асфальтенов	9,10	4,5	0,47
- парафинов	1,42	1,98	2,13
- соли	4,3	н/опр	н/опр
- азота	0,06	0,15	0,07
Фракционный состав, % об.			
н.к., °С	140	90	123
до 150 °С	1,2	7,4	5,2
до 200 °С	7,8	15,5	15
до 260 °С	18	25	25
до 300 °С	25	36	37
Плотность, кг/м^3	922,7	886,2	858,8
Температура плавления парафина, °С	54	56	54
Коксуемость, %	8,62	5,2	1,89

Таблица 1.4 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Южно-Островного месторождения.

Наименование	Пласт ЮВ1				Пластовая нефть
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	Выделившийся		Выделившийся		
	Газ	Нефть	Газ	Нефть	
Углекислый газ	2,2	0,03	2,43	0,03	1,02
Азот	0,72	0	0,8	0	0,33
Метан	59,91	0,23	67,22	0,04	27,71
Этан	9,78	0,27	10,46	0,72	4,73
Пропан	15,32	1,82	12,51	5,78	8,55
Изобутан	2,59	0,9	1,41	2,05	1,79
Н. Бутан	6,41	3,83	3,48	7,49	5,84
Изопентан	1,45	2,84	0,65	3,83	2,52
Н. Пентан	1,28	4,66	0,75	5,75	3,69
Гексаны					
Гептаны	0,34	85,42	0,29	74,31	43,82
Молекулярная масса, г/моль	27,97		24,85		133,18
Молекулярная масса остатка, г/моль		233,91		209,07	
Плотность газа, кг/м^3	1,163		1,033		
Плотность нефти, кг/м^3		857,5		842,8	741

Таблица 1.5 – Состав и физико-химические свойства пластовых вод Южно-Островного месторождения

Наименование параметра	Скв.290 ($Ач_3$)	Скв.288 ($Баж+Ю_1^1$)
1. Плотность, г/см^3	1,007	1,015
2. Содержание ионов, мг/л		
Cl^-	6560	1312
Ca^{++}	460	70
Mg^{++}	35	15
HCO_3^-	488	268
Na^++Ka^+	3800-85	8500-5,4
Fe общ	0,88	0,29
PH	7,7	7,05
Минерализация, мг/л	11445	21078

Приложение №10

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1.	**Код региона РФ, зона строительства:**
	– 1,2 зона ХМАО
2.	**Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР**
	• Выполнить сметную документацию в соответствие с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001,ТЕРп-2001ХМАО; • Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года • Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №1). • В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчёт. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2). Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы). При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования • Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).

	• Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. • Сметную документацию предоставить на электроном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agp, xml и exel).
3.	**Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)**
	– Северная надбавка – 70%; – Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;
4.	**Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР**
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	**Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ**
	– средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); – средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД); – борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	**Затраты на осуществление авторского надзора**
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	**Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР**
	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	**Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа**
	Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно_ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно_ТСЦ-407-0021;
9.	**Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования**
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
10.	**Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.**
	– полигон ТБО г.Мегион
11.	**Особые условия выполнения сметной документации**
	• Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. • Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтесборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) • Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. • Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство

автомобильной дороги отдельно.

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

При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

	– При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь. – Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами. – Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы. – На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
12.	**Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость**
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/ Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ» Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ» Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ» С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО В.А. Дменова

Приложение №11

СОГЛАСОВАНО
Директор по капитальному строительству
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Никонов Д.А.

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора по управлению системой снабжения
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Мунаев А.А.

июнь 2014

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

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	141ОТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	605ИМП	Механизированные устройства ТОТрубопров.	Подрядчик		
		3	705ИМП	ТрубыСтеклопластик	Подрядчик		
		4	149ОТЧ	Трубы водогазопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	136ОТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	137ОТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	138ОТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	146ОТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	147ОТЧ	Трубы больш.диаметра		Заказчик	
		10	148ОТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	682ИМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые. Блоки, пружины. Заглушки, бобышки, штуцера. Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	094ОТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	095ОТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	76ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	116ОТЧ	Резерв.и резер.обор.		Заказчик	
		17	117ОТЧ	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 змеевики печей	Подрядчик (змеевики печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и змеевиков	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Метал констр газоходов	Подрядчик		
		34	312ОТЧ	Дизтопливо	Подрядчик		
		35	313ОТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	314ОТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	315ОТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ гр	Наименование группы	№ п/п	№ 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 Пам	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	118ОТЧ	Котел.и энерг.обор.		Заказчик	
		52	122ОТЧ	Зч кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	223ОТЧ	Электронагрев.элем.	Подрядчик		
		54	224ОТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	225ОТЧ	Эл.печи промышленные	Подрядчик		
		56	226ОТЧ	Обогреват.промышлен.	Подрядчик		
		57	227ОТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	228ОТЧ	ПРА для эл.ламп	Подрядчик		
		59	229ОТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	230ОТЧ	Лампы местн.освещен.	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	Прожекторы		Заказчик	
		71	241ОТЧ	Коробки эл.установоч.		Заказчик	
		72	242ОТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	243ОТЧ	Эл.разъемы, роз.вил.	Подрядчик		
		74	244ОТЧ	Наконечники кабельн.	Подрядчик		
		75	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	249ОТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (заземлители, грозоразрядники)	Заказчик	
		77	264ОТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	272ОТЧ	Трансформ.разделит.	Подрядчик (ТСЗИ-2,5, ТФЗМ, ТОЛ, ТЛК, ТТИ, тока Т-0,66, 50/5-600/5, лабораторные)	Заказчик	
		79	273ОТЧ	Трансформаторы тока			
		80	274ОТЧ	Трансформ напряжения			
		81	275ОТЧ	Трансформ.лаборатор.			
		82	276ОТЧ	Электрод.общепром.		Заказчик	
		83	277ОТЧ	Электрод.взрывозащ.		Заказчик	
		84	278ОТЧ	Электрода.синхронные		Заказчик	
		85	281ОТЧ	Включатели высоковол.		Заказчик	
		86	282ОТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	283ОТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	284ОТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик (АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0.11А до50А)	Заказчик	
		89	285ОТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40 ПВМ2-10)	Заказчик	
		90	286ОТЧ	Контакторы		Заказчик	
		91	287ОТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	288ОТЧ	Переключателя	Подрядчик		
		93	289ОТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	290ОТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	291ОТЧ	Предохран.высоковол.	Подрядчик		
		96	292ОТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЭУ-Н, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-II/220, радиодета пр)	Заказчик	
		97	293ОТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	294ОТЧ	Выключатели конечные	Подрядчик		
		99	295ОТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	296ОТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	297ОТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	298ОТЧ	Переносные заземлен.	Подрядчик		
		103	299ОТЧ	Тех.диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-У 30, указатели положения)		
		104	300ОТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	301ОТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	304ОТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	305ОТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	306ОТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	307ОТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	308ОТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	309ОТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	310ОТЧ	Электроизм.приб.проч.	Подрядчик	Заказчик	
		113	374ОТЧ	НизковольтнОборудов.	Подрядчик		
		114	385ОТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	386ОТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	390ОТЧ	Лампы коммут.,сигн.	Подрядчик		
		117	392ОТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	530ОТЧ	З/Ч Газ.порш.эл.стан		Заказчик	
		119	533ОТЧ	З/Ч компр. ДЭН-160ШМ		Заказчик	
		120	672ИМП	З/ч к эл/оборудовани		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-прот.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	270ОТЧ	Трансформ.подстанции		Заказчик	
		126	271ОТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	303ОТЧ	Дизел.электростанции		Заказчик	
		128	391ОТЧ	Трансформаторы ТМТН		Заказчик	
		129	722ИМП	Подстанции импортные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электростанции имп		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ позиции	Наименование позиции	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочно-комплектное 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	Подрядчик		
		136	258ОТЧ	Радиоап.телеф.аппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульты микшерные, микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	260ОТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	261ОТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	262ОТЧ	З/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	382ОТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электроизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер приб (маном, терм, датч давл, фильтры, редукт)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы 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	Подрядчик		
		150		Приб и аппаратура дл систем автоматич пожаротуш и пож сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная,в т.ч.	154	129ОТЧ	Задвижки трубопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	ПромТрубопровАрматур	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	520ОТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	703ИМП	Клапаны обр.повор.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	121ОТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

№ гр.	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
	прокладки металлические	162	123ОТЧ	Вентили трубопровод.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	124ОТЧ	Клап.обратн.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	125ОТЧ	Клап.предох.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	126ОТЧ	Клап.обр.повор.труб.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	128ОТЧ	Клап.регул.трубопр.		Заказчик	
		167	133ОТЧ	Электроп.трубоп.арм.		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
		171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия. Клеящие вещества и герметики. Спец. оттирочные материалы. Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки. Припой, баббит и пр., Канаты и пеньмокабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства инд.ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	180ОТЧ	Сплавы	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припои	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стропы,комплек.к ним	Подрядчик		
		180	322ОТЧ	Дорнит.бурукрытия	Подрядчик		
		181	338ОТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	342ОТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доска, доска половая, лес круглый, брусья,)	Подрядчик		
		183	343ОТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плинтуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые; люки чугунные канализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетино-щеточн.матер.	Подрядчик		
		189	357ОТЧ	Вспомогат.инструмент	Подрядчик		
		190	358ОТЧ	Вспомогат.материалы	Подрядчик		
		191	359ОТЧ	Матер для дефектоск.	Подрядчик		
		192	384ОТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	400ОТЧ	Химреат.холод.обор.	Подрядчик		
		194	401ОТЧ	Химреат.свар.и охлаж	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреат. котел.обор	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреат.дезинфицир.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	519ОТЧ	Оборудование для столовой		Заказчик	
		199	527ОТЧ	Средства очистки трубоп	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	538ОТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры по м/р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборудованием)	
		202	700ИМП	Бытовая техника имп	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборудованием)	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастотн.	Подрядчик		
		206	215ОТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	216ОТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	217ОТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	218ОТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	219ОТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	220ОТЧ	Провод шнур установ.	Подрядчик		
		212	221ОТЧ	Провод неизолирован.		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изд.для каб.лин.пр.	Подрядчик (кабельные монтажные лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	344ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		223	345ОТЧ	Спецобувь	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив.защ.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат медный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		229	171ОТЧ	Прокат латунный	Подрядчик		
		230	172ОТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	173ОТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	175ОТЧ	Титано-маг.протект.	Подрядчик		
		233	184ОТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (Балки стальные колонные, и прокольлочные, балки стальные для крановых путей, рельсы, подкладки, накладки, кестыли)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллеры		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь шестигранная	Подрядчик		
		241	154ОТЧ	Сталь квадратная	Подрядчик		
		242	155ОТЧ	Сталь полосовая		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		243	156ОТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20 22)	заказчик	
		244	157ОТЧ	Проволока	Подрядчик: Проволока колючая, катанка, сетки кладочные, сетка «Рабица», сетка плетеная, сетка тканая,проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	158ОТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	159ОТЧ	Ст.лист.прос.-вытяж		Заказчик	
		247	160ОТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	161ОТЧ	Пластин стал профил.	Подрядчик		
		249	162ОТЧ	Прокат лист.рифлен.	Подрядчик		
		250	163ОТЧ	Прокат лист.оцинк.	Подрядчик		
		251	164ОТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	165ОТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III ф8-22)	Заказчик	
		253	096ОТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	097ОТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	098ОТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	099ОТЧ	Вентил.промышл прочие	Подрядчик (канальные, оконные, Вентиляционные короба, воздуховоды, узлы прохода, решетки вентиляционные, дефлекторы, кондиционеры бытовые, сплит системы.)	Заказчик	
		257	248ОТЧ	Металлорукав	Подрядчик		
		258	325ОТЧ	ЛакокрасМтрлСтроител	Подрядчик		
		259	337ОТЧ	Тампонажн.материалы	Подрядчик		
		260	340ОТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, банки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузы , плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колодцы, лотки, плиты лотков, кольца, перемычки, колонны)	Подрядчик (кроме кроме дорожных плит и свай ж/б.)	Заказчик	
		261	341ОТЧ	Строительн.материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои,стекло, линолеум,плитка для пола и стен кирпич, плиты минераловатные,скорлупа для изоляции труб,дорожки поролоновые, панели МДФ, пена монтажная, герметики, подвесные потолки, пленки полиэтиленовая; пенопласт, трубы асбоцементные, ровинг жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит)	Подрядчик		
		262	396ОТЧ	Сып.мат.(пес.кварц.)	Подрядчик		
		263	405ОТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
13	**Материалы и оборудования общестроительного назначения**	264	456ОТЧ	Композитные матер-лы	Подрядчик		
		265	457ОТЧ	ЛакокрасМтрлАвтомоб	Подрядчик		
		266	489ОТЧ	Металлосайдинг.комп	Подрядчик		
		267	630ИМП	З/ч д/холод оборудов	Подрядчик		
		268	631ИМП	З/ч анализ.МашинОбор	Подрядчик		
		269	632ИМП	З/чКотАгрУстПоВдподг	Подрядчик		
		270	698ИМП	Лакокрасочн матер.	Подрядчик		
		271	714ИМП	ТоргПромышОборудИМП	Подрядчик		
		272	731ИМП	СтроительнМатериалы	Подрядчик		
		273		Изоляционные изделия	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
		274		Керамические и фарфоровые изделия.	Подрядчик		
		275		Лакокрасочные материалы.	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Пиломатериалы	Подрядчик		
		279		Клапаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Столярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок,щебень,гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГПМ, приспособления	289	081ОТЧ	Присп.по тех.безоп.	Подрядчик		
		290	105ОТЧ	Под.-гран.обор.тали	Подрядчик		
		291	106ОТЧ	Под.-гран.обор.лебёд	Подрядчик		
		292	107ОТЧ	Под.-гран.обор.лифты	Подрядчик		
		293	181ОТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	192ОТЧ	Строительн.инструм.	Подрядчик		
		295	193ОТЧ	Измерительн.инструм.	Подрядчик		
		296	195ОТЧ	Абразивн.инструмент	Подрядчик		
		297	196ОТЧ	ЭлектротехИнструмент	Подрядчик		
		298	197ОТЧ	Слес.-монтаж.инструм	Подрядчик		
		299	198ОТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	199ОТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	200ОТЧ	Сверла	Подрядчик		
		302	201ОТЧ	Резцы	Подрядчик		
		303	202ОТЧ	Плашки	Подрядчик		
		304	203ОТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	204ОТЧ	Развёртки	Подрядчик		
		306	205ОТЧ	Гребенки металлореж.	Подрядчик		
		307	209ОТЧ	Станоч принадлежност	Подрядчик		
		308	210ОТЧ	Подшипники	Подрядчик		
		309	250ОТЧ	Электропаяльники	Подрядчик		
		310	251ОТЧ	Свароч.обор.и компл.	Подрядчик		
		311	252ОТЧ	Газопл.обор.и компл	Подрядчик		
		312	253ОТЧ	Приборы теплоконтрол		Заказчик	
		313	752ИМП	Сборные жилые домики		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ позиции	№ материала	Наименование позиции	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и копировальная техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания.		Заказчик	
		315	269ОТЧ	Бытовое эл/оборудов		Заказчик	
		316	410ОТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	472ОТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм. обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	407ОТЧ	Компьют., вычисл.тех		Заказчик	
		320	408ОТЧ	Сетев.и коммун обор.		Заказчик	
		321	409ОТЧ	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	КомпьютВычислиТех-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев и КоммуникОбор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	ДопОборудКВычиселТехн		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	526ОТЧ	Мебель промыш эл.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к ЛабОборНоуско		Заказчик	
		329	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		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 ткани, Изолента, 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 автр	Подрядчик		
		343	330ОТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	331ОТЧ	Паронит	Подрядчик		
		345	332ОТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	333ОТЧ	Асбоизделия	Подрядчик		
		347	334ОТЧ	Электроиз.полим.мат.	Подрядчик		
		348	449ОТЧ	ФторопластовИзделия	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 черные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия легированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	177ОТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	178ОТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	179ОТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	185ОТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	188ОТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	111ОТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	112ОТЧ	Стволы и пеног.пож.	Подрядчик		
		372	113ОТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	114ОТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	115ОТЧ	Пожар.оборуд.прочее	Подрядчик		
		375	259ОТЧ	Охран.-пожар.сигнал.	Подрядчик		
		376	395ОТЧ	Огнеупорн.материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП	ЗчПожарСигн/Конд.ц	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожарнОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожарнОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, головки- заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты сливные, предохранители огневые, клапана пожарные, насадки, патрубки, ГПС, Пенообразователь)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны кар. пластиковые	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС в РО Е.В.Лещенко

Начальник ДК ОКС С.И.Коваленко

Исп.Лушевич В.Ю.
тел.41-969

Исп.Черепчев А.Н.
тел.41-862