форма 20

«УТВЕРЖДАЮ»
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Главный инженер
_____ **А. М. Пятаев**

«17» 04 2015 г.

Задание на проектирование № 20-15
объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 119».

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин № 119.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Южно-Локосовский лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	Бизнес-план 2017 г. ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	**Разработчик проектной документации**
	Определяется в результате тендера.
6.	**Требования к проектной организации**
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
8.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2017 г.
9.	**Стадия проектирования**
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	**Условия ввода в эксплуатацию**

	Предусмотреть поэтапный ввод объекта в эксплуатацию.
11.	**Потребность в инженерных изысканиях**
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки № 119, 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. Предоставить 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. При необходимости разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».
12.	**Требования к выделению пусковых комплексов**
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, 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**
13.1	**<u>Куст скважин№ 119 – 24 скважины:</u>**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 119	0,6	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 119 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	2,4	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 119 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	2,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.119 - т.вр. (2 нитки) **(Приложение № 1)**	0,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.119 - т.вр. в ЦНС с к.110 **(Приложение № 1)**	3,75	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.119 - т.вр. в ЦНС с к.110 (Резервная нитка, водного перехода) **(Приложение № 1)**	0,7	Возможна корректировка

Нефтегазопровод т.вр. в ЦНС с к.110 – ДНС Локосовское **(Приложение № 1)**	1,15	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. - к.119 **(Приложение № 1)**	0,7	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 № 119

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Островное	119	гор	Ю1(1)	105	45	50
(Южно-Локосовский ЛУ)		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	112	52	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	85	40	45
		нагн. в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
			Сумма	1947	846	
			Ср. Q	97	42	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 119 представлено в **Приложении №4**.

14. **Требования к техническим решениям**

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормами противопожарной и экологической безопасности, с использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства.
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 7.
- Запроектировать максимальное допустимое давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм.
- Рабочее давление в начальной точке нефтесборного трубопровода не более 25 кгс/см2.
- 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 двухтрубной системы нефтесборов. – Требования к организации системы ППД куста № 119: – Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см^2. – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектным данным и динамике основных показателей разработки кустовой площадки. – При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком, предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком. – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения, разделенную на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекту бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по утилизации 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 неподвижных опор под коллекторами 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 на кабельных эстакадах каждые 50м, но не более 40 м. от устья скважин. – Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ». – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора. – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса. – При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций. – По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики. – Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта, а также 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 1м 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). – Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20). По блокам ГЗУ и БМА: – По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.). – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями. – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98). Параметры здания блока ГЗУ: Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ. Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ. Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ. Параметры здания блока БМА: Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ. Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ. – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.
15.	**Особые условия строительства**
	– Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовываются с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации и приложением № 8. – Кустовая площадка № 119 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – 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 бурение скважин и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	**Требования к 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 г. № 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. 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).
17.	**Перечень мероприятий по охране окружающей среды**
	– Разработать перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Федеральным законом от 04.09.1999 г. N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха», Приказом Минприроды от 25.07.2011 г. № 650 «Об утверждении административного регламента ФС по надзору в сфере природопользования по предоставлению государственной услуги по выдаче разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (за исключением радиоактивных веществ), Градостроительным кодексом Российской Федерации, 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». – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформить отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей».
18.	**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.

19.	**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».
20.	**Материалы, представляемые Заказчиком**
	Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД», исх. № ИТ-01 от 12.01.15 г., исх. № МР-422 от 16.09.14 г. Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение», исх. № 275-2014 от 27.08.14 г. Приложение № 3 «Основные показатели разработки», исх. № 05-345 от 19.08.14 г. Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование», исх. № МБ-692 от 14.08.14 г. Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС», исх. № АН-12в от 01.08.14 г. Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины», исх. № ДБ-46/1454 от 18.12.14 г. Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП», исх. № 21-15-1501 от 16.10.14 г. Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений». Приложение № 9 «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Северо-Островного месторождения». 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», исх. № СК-750 от 04.09.14 г. Приложение № 12 «Требования по оформлению опросных листов», исх. № СК-1032 от 24.12.14 г. Приложение № 13 «Расчет договорной цены строительства объекта (базисно-индексный метод)». Приложение № 14 «Типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ». Приложение № 15 «№ МО-392 от 06.03.15 г. О включении дополнительных требований в задание на проектирование».
21.	**Требования к составу и оформлению ПД/РД**
	– 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 рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в котором перечисляются комплекты рабочей документации. – 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). – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией. – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ». – Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после получения подрядчиком согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и

	эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора. – Предусмотреть площадку для складирования леса от вырубки полосы отвода для объекта строительства.
22.	**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.
23.	**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 экспертного заключения по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
24.	**Срок выдачи проекта**
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	**Срок выдачи тендерной документации**
	В течение 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
26.	**Количество экземпляров ПД/РД**
	Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах. В электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - в 1 экземпляре.
27.	**Перечень получаемых согласований и заключений**

	Подрядчик выполняет работы по запросу и получению всех необходимых согласований, заключений, экспертиз по рабочей 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 рабочей 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».
28.	**Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ**
	Не требуется.
29.	**Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР**
	Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. Расчет стоимости работ согласно приложению № 13 включить в состав пояснительной записки. Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации. Разработать сметную документацию на устройство и содержание площадки для складирования леса, а также на вывоз леса до площадки складирования. Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах Гранд-смета, *.arp, *.xml, *.xls.

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР Р. Х. Хатипов

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 20-15
объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 119».

Директор по капитальному строительству
ОАО «СН-МНГ»
_____
(подпись)
Николаев Д. А. "____"_____201_г.

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.

Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций
ОАО «СН-МНГ»
_____
(подпись)
Финк А. В. "____"_____201_г.

Начальник Управления капитального строительства и ремонта объектов
ОАО «СН-МНГ»
_____
(подпись)
Лещенко Е. В. "____"_____201_г.

Главный инженер Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»
Евдокимов В. В. "____"_____201_г.

Начальника отдела организации проектно-изыскательских работ ДПИРиВОЭ УКСиРО
ОАО «СН-МНГ»
_____
(подпись)
Бабкин С. Н. "____"_____201_г.

Начальник НГП-3 Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»
Трубин В. М. "____"_____201_г.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ДИРЕКТОР ПО ПЕРСПЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-64-39, факс (34643) 4-64-91

Хатинов Р.Х.
готовим и направляем
задание на ПИР
13.01.15

12 01 2015 г. № ИТ-01
На № _____ от «__»_____ 2014г.

Бобкин С.И.
Веремеев Н.Н.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

О подтверждении проектирования.

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам служебное письмо ДГиН исх. №МС-573 от 31.12.2014г., о подтверждении необходимости проектирования КП №119 Северо-Островного месторождения нефти.

Приложение:

1. Служебное письмо ДГиН исх. №МС-573 от 31.12.2014г. – 1л., 1 экз.

С уважением,

И.Г. Тухфатуллин

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Славнефть-Мегионнефтегаз»
Управление капитального строительства и ремонта объектов
Входящий № 32
«12» 01 2015г.

Журавель О.В.
тел.46-133

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

31 12 2014 г. №МС-573
На № _____ от _____ 2014 г.

Начальнику департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений
М.Н. Бессонову

О подтверждении проектирования

Уважаемый Михаил Николаевич!

В ответ на Ваше письмо №МБ-1053 от 31.12.2014г. сообщаю, что проектирование КП №119 Северо-Островного месторождения необходимо продолжить в соответствии с ранее выданными проектными данными, т.к. данная КП является перспективной к включению в производственную программу по бурению ОАО «СН-МНГ».

С уважением,
Начальник ДГиН **М.Ф. Старицын**

Р.С. Лесниченко
46-395

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-66-88, факс (34643) 4-67-99

24 12 2014 г. № МБ-1041
На № _____ от «__» _____ 2014г.

Хатинов Р.Х.
готовим задание на ПИР, направляем на подписание БП 2015г
30.12.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

О направлении технических условий.

Уважаемый Евгений Владимирович!

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

1. Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №61. УПКС №14-21012014.
2. Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №119. УПКС №14-21022014. Южно-Покамасовский ЛУ, Северо-Островное
3. Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №86. УПКС №14-21042014.

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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «Славнефть-Мегионнефтегаз» Управление капитального строительства и ремонта объектов
Входящий № 16720
«25» 12 2014 г.

Журавель О.В.
тел.46-133

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

_____ И.Г. Тухфатуллин
«____» _____2014 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 119».

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин № 119.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Южно-Локосовский лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
6.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2017 г.
7.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
8.	**Состав проектируемого объекта:**

<u>Куст скважин№ 119 – 24 скважины:</u>

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 119	0,6	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 119 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	2,4	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 119 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	2,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.119 - т.вр. (2 нитки) **(Приложение № 1)**	0,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.119 - т.вр. в ЦНС с к.110 **(Приложение № 1)**	3,75	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.119 - т.вр. в ЦНС с к.110 (Резервная нитка, водного перехода) **(Приложение № 1)**	0,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр. в ЦНС с к.110 – ДНС Локосовское **(Приложение № 1)**	1,15	Возможна корректировка

Высоконапорный водовод т.вр. - к.119 (Приложение № 1)	0,7	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 № 119

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Островное	119	гор	Ю1(1)	105	45	50
(Южно-Локосовский ЛУ)		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	112	52	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	85	40	45
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
			Сумма	1947	846	
			Ср. Q	97	42	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 119 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;
- Требования к организации системы ППД куста № 119:

		Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см^2; – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки; – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар); – Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; – При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин; – Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком; – Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ; – Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках; – Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин; – Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций; – По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики; – Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно, принятым локальным актам заказчика; – В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи; – Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; – Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с

	шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85); – При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85) По блокам ГЗУ и БМА: – По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.); – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями; – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98); 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. – Кустовая площадка № 119 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
11.	**Требования к режиму безопасности и гигиене труда**
	– 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 количество отходов бурения с одной скважины». Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП». Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений». Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Островного месторождения».
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:
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Кусты скважин № 119»

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

Приложение №1

Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-60-70 факс: (34643) 4-62-53

"16" 09 2014 г. № МР-422
На № _____ от «__» _____ 2014г.

Волкову Д.В
для подготовки ТУ

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: « Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №119», «Обустройство Северо-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин № 1,2 ».

Приложение: ТУ – 19 л., 1э.

С уважением,
Начальник **М.Г.Разин**

Е.А.Войтович
тел. 46-927

ИБ-1906
16.09.14

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

_____М.Г. Разин
«__»_____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту «Южно-Локосовский лицензионный участок, обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 119».

1. Месторождение, район строительства	Южно-Локосовский лицензионный участок, Северо-Островное месторождение, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.119-т.вр» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.119-т.вр.в ЦНС с к.110» Нефтегазопровод «т.вр.к.119-т.вр.в ЦНС с к.110» (Резервная нитка, водного перехода) Нефтегазопровод «т.вр.в ЦНС с к.110-ДНС Локосовское» Высоконапорный водовод «т.вр.– к.119»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	**1,2 этап. Нефтегазопровод «к.119-т.вр» (2 нитки)** От к.119 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Локосовского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 1947/846 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 219мм При проведении гидравлического расчета жидкость распределить по двум ниткам. **3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.119-т.вр.в ЦНС с к.110»** От т.вр.к.119 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Локосовского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 2331/1048 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 273мм **4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.119-т.вр.в ЦНС с к.110» (Резервная нитка, водного перехода)** От т.вр.к.119 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Локосовского

	месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 2331/1048 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Предусмотреть подключение резервной нитки к существующему трубопроводу Ф219мм. **5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.в ЦНС с к.110-ДНС Локосовское»** От т.вр.в ЦНС с к.110 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Локосовского месторождения нефти. Объем жидкости Qж $м^3$/сут/Qн т/сут - 7766/1560 Давление в точке подключения – 6,5 Диаметр в точке подключения ДУ-250мм **6 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.– к.119»** Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.119 Объем жидкости Qж $м^3$/сут – 800 Давление в точке подключения – данные запросить у заказчика на дату фактического проектирования. Диаметр в точке подключения – 219мм.
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 (ингибиторная защита, ЭХЗ и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; –Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. –Проектные решения должны обеспечивать безаварийную

	эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет; – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1); –В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; –Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; –Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см2; – Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см2. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы; –Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см2; –Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см2; –Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода; –Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°,30°,45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м); –Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться: 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м; 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи. Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета; –Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле

	задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2. –В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком); –Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается. –Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; –При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; –Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; –В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; –При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. –На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. –При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	**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 трубопроводов. - 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.

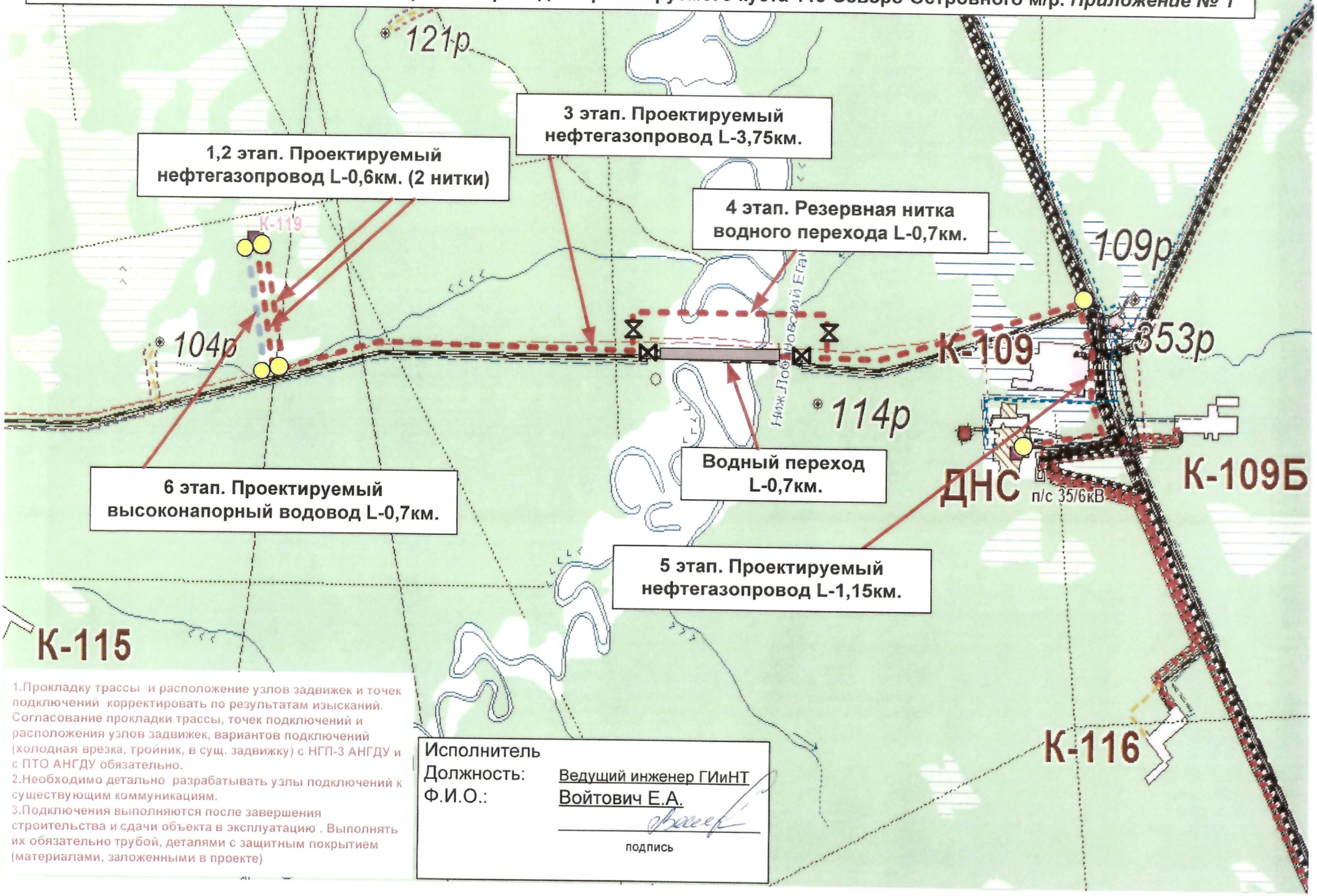
Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ Е.А. Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Предлагаемая схема подключения нефтегазопроводов проектируемого куста 119 Северо-Островного м/р. ***Приложение № 1***



1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с НГП-3 АНГДУ и с ПТО АНГДУ обязательно.
2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию . Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Исполнитель
Должность: Ведущий инженер ГИиНТ
Ф.И.О.: Войтович Е.А.
подпись

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:

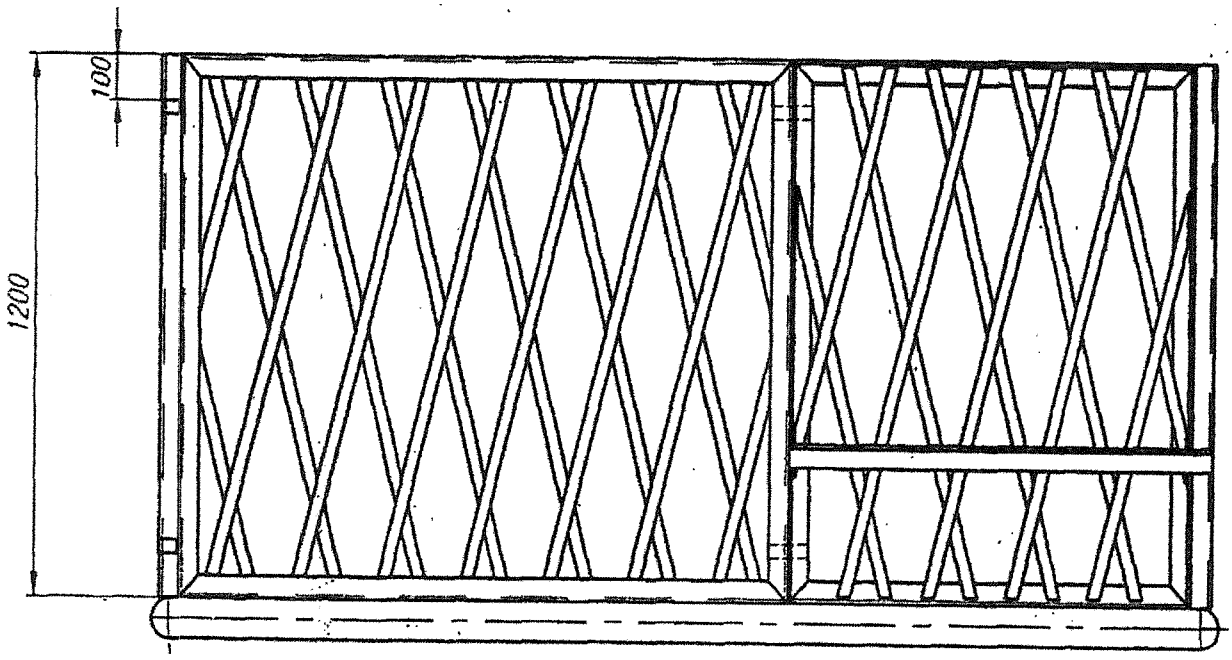
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

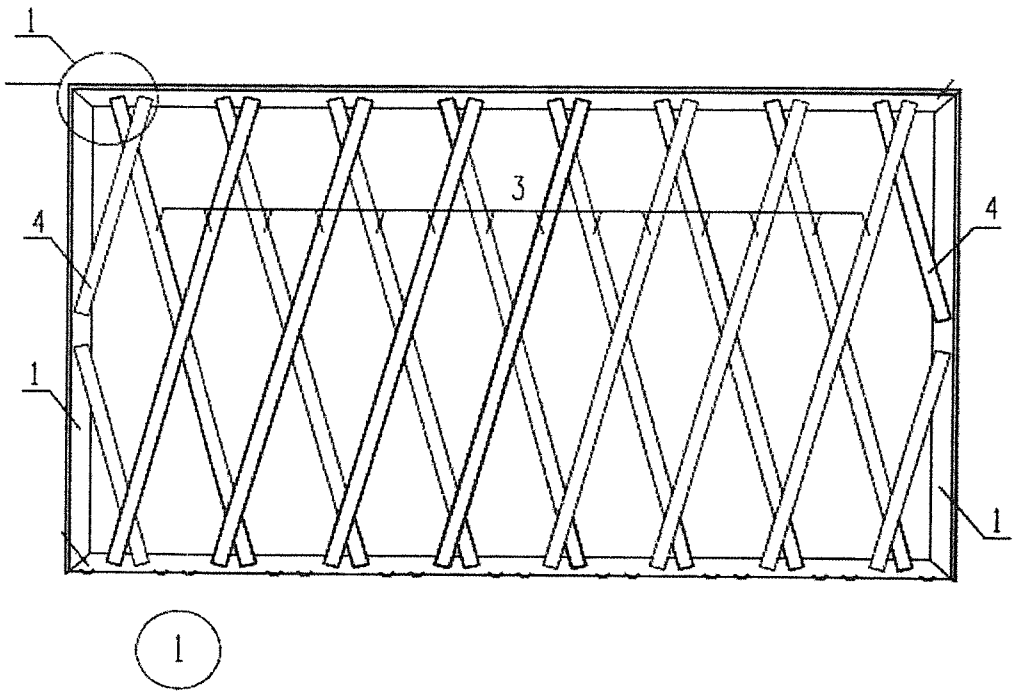
Газопроводы – желтый цвет;

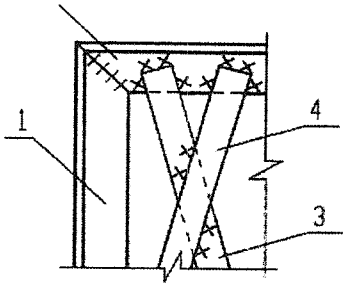
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

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

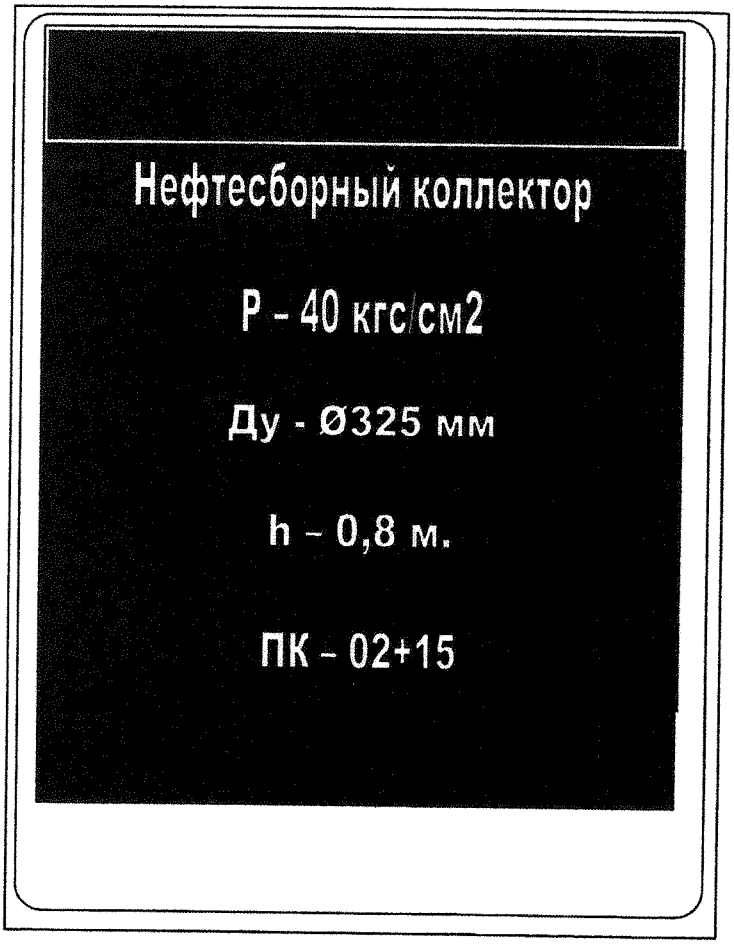
Телефон:

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

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



Приложение № 2

Приложение к письму №_____ от_____

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 275-2014 от 27.02.2014г.
на электроснабжение КП-119 Северо-Островного м/р.

Запрашиваемая мощность – 2025 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-119 Северо-Островного м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
   - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-119.
   - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
   - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
   - 6.4. Точки подключения: Резервные ячейки №№ 8, 15 ПС-35/6кВ «Куст-115» Северо-Островного месторождения.
   - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-115» Северо-Островного м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
   - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-119 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
   - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
   - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
   - 6.9. Пункт АВР-6кВ па КП-119 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
   - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
   - 6.11. Выбор КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
   - 6.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
   - 6.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
   - 6.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
   - 6.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
   - 6.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
   - 6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
   - 6.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».

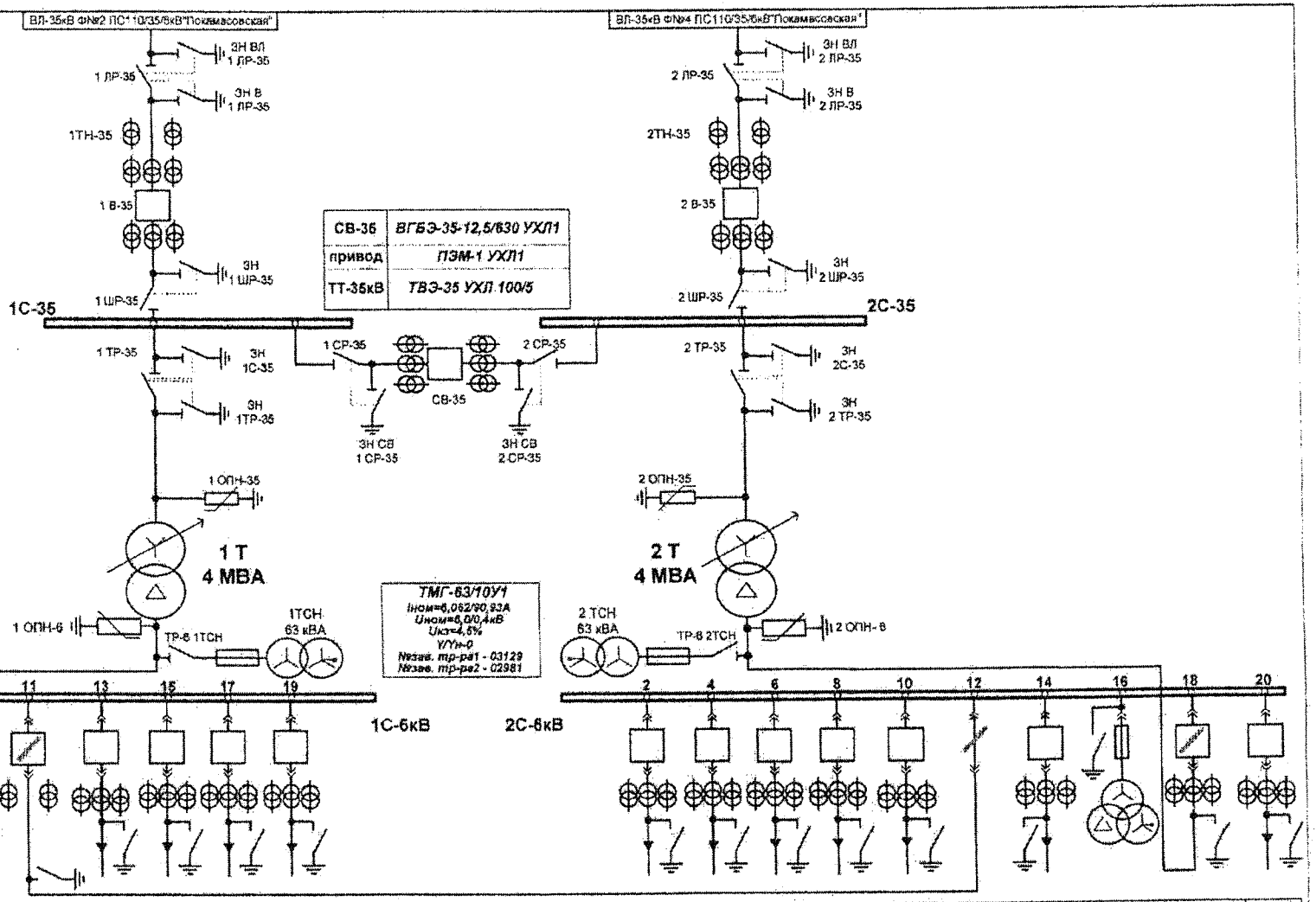
6.19. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
6.20. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-119.
6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
6.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-119 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1. Схема однолинейная эксплуатационная ПС 35/6кВ «Куст-115» - на 1 л. в 1 экз.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН» **В.В. Долгушин**

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ» **В.Е. Сыровежкин**

Диспетчерские наименования	Тип оборудования
1ЛР-35, 2ЛР-35	РДЗ-2-35-II/1000 УХЛ
привод	ПР-20-БУХЛ1
ТН-35-1, ТН-35-2	НОМ-35-66ХЛ1
ТТ-35кВ	ТВЭ-35УХЛ2
1В-35, 2В-35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1
привод	ПЭМ-1 УХЛ1
ТТ-35кВ	ТВЭ-35УХЛ2
1ШР-35, 2ШР-35	РДЗ-1-35-II/1000 УХЛ
привод	ПР-11-БУХЛ1
1ТР-35, 2ТР-35, 1СР-35, 2СР-35	РДЗ-2-35-II/1000 УХЛ
привод	ПР-20-БУХЛ1
1ОПН-35, 2ОПН-35	ОПН-35/40,5 УХЛ1
1Т, 2Т	ТМН-4000/35ХЛ1 Iном=66/366,6А Uном=35,0/6,3кВ Uкз=7,5% РПН (РНТА-У-35/125ХЛ1) Y/Д-11 №зав. тр-ра1 - 158158 №зав. тр-ра2 - 158159
1ОПН-6, 2ОПН-6	ОПН-П-6/7,2-2УХЛ1
ПК-6 1ТСН, 2ТСН	ПТ1.1-6-8-40У3



БСК-6-1	резерв	Ввод 6кВ №1	ТН-1	резерв	СВ-6	Ф-13	резерв	резерв	резерв	присоединение	БСК-6-2	Ф-4	резерв	резерв	резерв	СР-6	Ф-14	ТН-2	Ввод 6кВ №2	резерв
УКРМ-6,3-900-К		1С-6кВ	НАМИ-10-95УХЛ2			К-114				потребитель	УКРМ-6,3-900-К	Куст-115					К-114	НАМИ-10-95УХЛ2	2СШ-6кВ	
100/5	300/5	1000/5	6000/100/100/√3	300/5	1000/5	300/5	300/5	200/5	200/5	трансформаторы тока (напряжения)	100/5	300/5	300/5	300/5	200/5		300/5	6000/100/100/√3	1000/5	200/5
ВВГ 3х70 L=10 м			Y/Yн/П-0			ВБбШв 2(3х120) L=65м				кабельная вставка	ВВГ 3х70 L=10 м	АВВГ 2(3х95) L=70м					ВБбШв 2(3х120) L=60м	Y/Yн/П-0		

Год постройки: 2008
Производитель: Россия, ОАО Самарский завод «Электрощит»
Тип ячейки: К-63-08ВСА
Тип вакуумных выключателей: ВБЭС-30-10-20/1000 УХЛ2
Трансформаторы тока: ТОЛ-10
Трансформаторы напряжения: НОЛ.08 (яч.№5, яч.№18)
ОПН-6 в КРУН-6кВ: ОПН-3С-П-6/5,1-5УХЛ1

изм.	лист	ФИО	подпись	дата
Гл.инженер		Джурмий И.М.		
Зам. по ОУ		Патров А.Ю.		
Нач.ЦДС		Мушкаров А.В.		
Нач.ПТО		Марченко А.И.		
Нач. СРN№8		Шабашов А.Н.		
Выполнил		Резепов А.П.		

08-035-ПС-008

Схема однолинейная эксплуатационная ПС 35/6кВ «Куст-115"

ООО «МЭН»

литер.	лист 1	листов 1

с/р №8

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

19 августа 2014 г. №05-345
На № _____ от _____ 2014 г.

Волкову Д.В
Для подготовки
поручения ГД
для проектирования

Начальнику департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений М.Н. Бессонову

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

Взамен ранее выданным проектным данным по КП №120 Северо-Островного месторождения, направляю Вам проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №119 Северо-Островного месторождения (Южно-Локосовского ЛУ).

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №120 Северо-Островного месторождения (Южно-Локосовский ЛУ).

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

вх. 116-1663
20.08.14

Проектные данные по КП № 119 Северо-Островного месторождения (Южно-Локосовский ЛУ)

№ 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	Северо-Островное	119	Ю1(1)	24	16	4	2	2	1947	846	800	180	46	100	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	16	4	2	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.

Динамика основных показателей разработки КП № 119 Северо-Островного месторождения (Южно-Локосовского ЛУ)

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	**КП № 119**										
1.1	Общий фонд скважин, шт	**8**	**20**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**	**24**
	в т. ч. - добывающих	7	14	16	16	16	16	16	16	16	16
	- нагнетательных	1	4	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	42	107	137	111	103	100	97	94	91	88
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	138	438	703	714	712	712	712	714	712	712
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	28	226	292	293	292	292	292	293	292	292
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,9	4,9	6,3	5,1	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1

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

I:\Перспективные расчеты\С-Островное\КП_120\КП_120

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 119 Северо-Островного месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Островное	119	гор	Ю1(1)	105	45	50
(Южно-Локосовский ЛУ)		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	112	52	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	85	40	45
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн, в ппд	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		гор	Ю1(1)	105	45	50
		нагн	Ю1(1)	70	33	45
		гор	Ю1(1)	105	45	50
			Сумма	1947	846	
			Ср. Q	97	42	

Приложение №4

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-66-88, факс (34643) 4-67-99

19 08 2014 г. № МБ- 692
На № 07/1-19207 от «31» июля 2014г.

И.о. Начальника ЭО
С.И. Ковбасе

О направлении информации.

Уважаемый Сергей Иванович!

По вопросу предоставления исходных данных для разработки технических условий на электроснабжение, а так же для выполнения пункта №2 протокола №67 от 30.07.2014 года, направляю Вам схемы расположения и мощности погружного оборудования по кустовым площадкам:

1. №№29,18,28,119 Северо-Островного месторождения нефти;
2. №46 Тайлаковского месторождения нефти.

   Обращаю Ваше внимание, что запросы по данным КП (за исключением КП-119 Северо-Островного м/р) были направлены ранее ДПРПиОМ исх.№МБ-607 от 07.07.14 года и МБ-659 от 29.07.14 года.

Приложение:

1. Схемы расположения и мощности погружного оборудования – 9л., 1экз.
2. Служебные письма ДПРПиОМ исх.№МБ-607 от 07.07.14 года и МБ-659 от 29.07.14 года – 2л., 1экз.

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

Волков Д.В.
46-682

Перечень скважин КП №119Северо-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
Северо-Островное	***	119	гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	112	52	45	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	85	40	45	5-80-2500	63
	***		нагн. в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1(1)	70	33	45	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				5а-400-2000	180
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1(1)	70	33	45	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		нагн. в ППД	Ю1(1)					
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				5а-400-2000	180
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1(1)	70	33	45	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1(1)	70	33	45	5-80-2500	63
	***		гор	Ю1(1)	105	45	50	5-125-2500	90
					1947	854			2025

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

1 августа 2014 г. № ДН-426
На № ПБ-639 от 21 июля 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

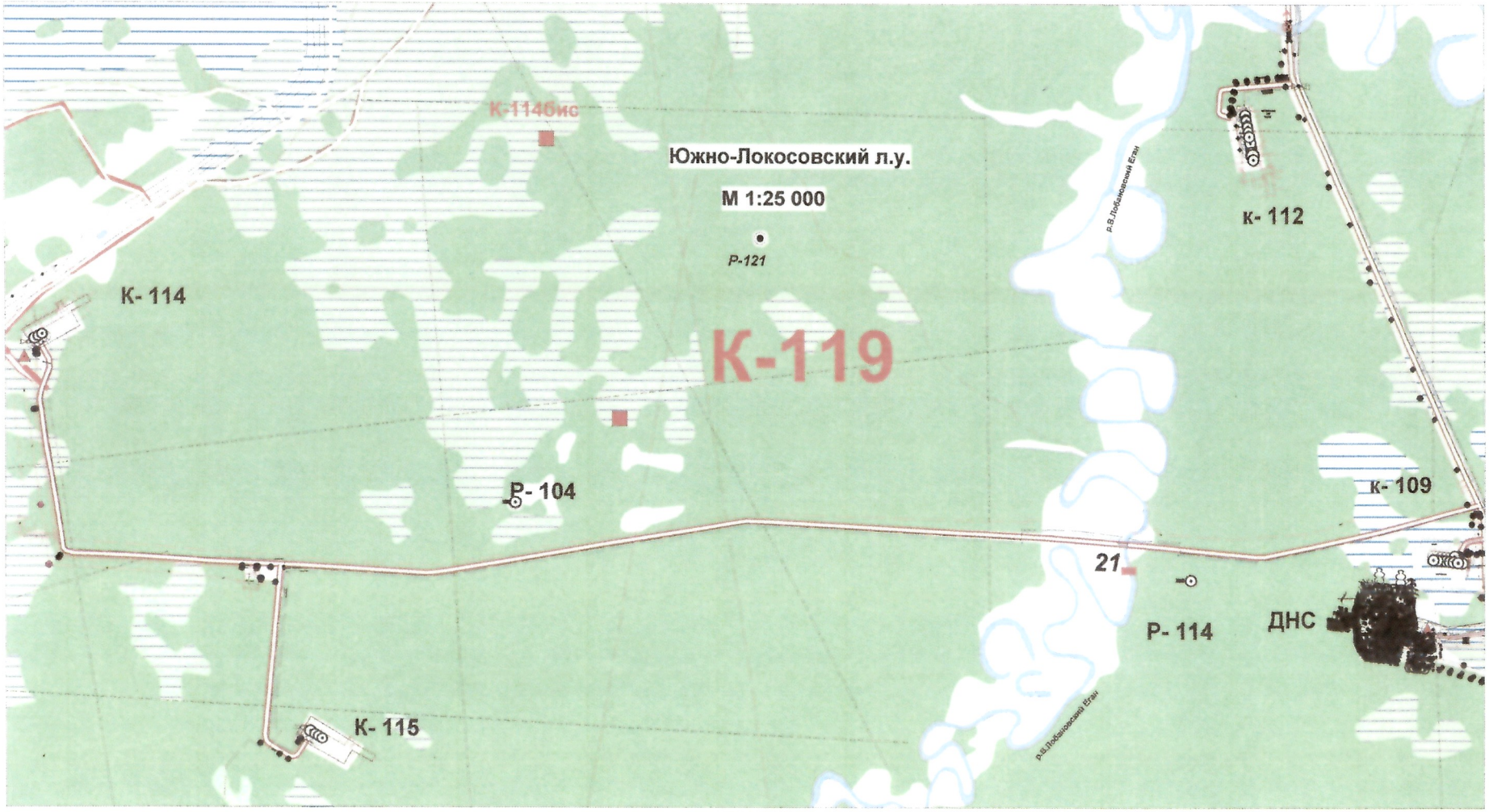
№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты X	Координаты У	НДС
1.	119	Северо-Островное (Южно-Локосовский л.у.)	766893	657159	120°

Примечание : ТТП-отсутствует

Главный маркшейдер **А.А.Новичков**

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

Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990


К-114бис
Южно-Локосовский л.у.
М 1:25 000
Р-121
К- 114
К-119
р.в.Лобановский Еган
к- 112
Р- 104
к- 109
21
Р- 114
ДНС
К- 115
р.в.Лобановский Еган

Приложение №6

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН
ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-73-93, факс (34643) 4-73-93

16 12 2014г.
На № _____

№ 25-46/1454
от ___ _____ 2014г.

Начальнику ДПРП и ОМ
ОАО «СН-МНГ»
Бессонову М.Н.

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

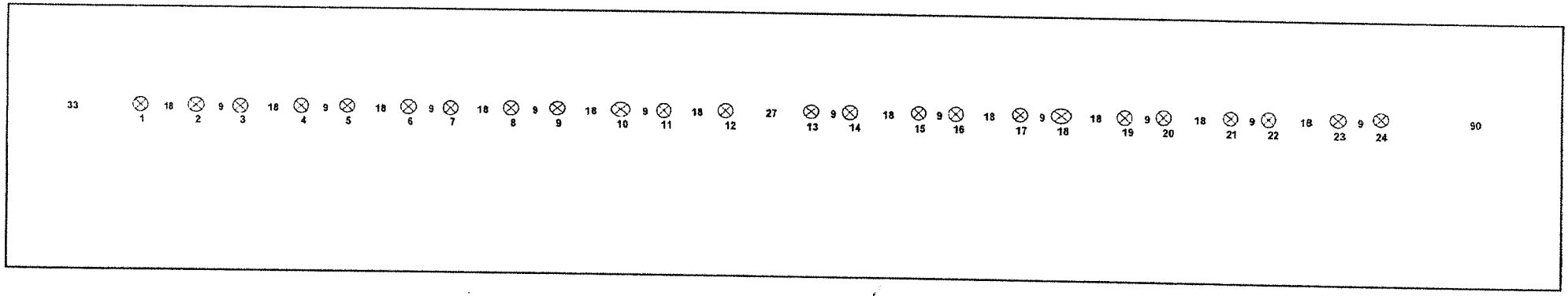
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам типовую схему разбуривания кустовой площадки и количество отходов бурения с одной скважины:

Количество отходов бурения с одной скважины:
1. КП № 119 Северо-Островного м/р – н/н скв.-1500м^3, гор.скв-2000 м^3.

С уважением,
Начальник **Д.А. Брюхов**

А.Д. Шинкарев
8 (34643) 47-998

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Начальник ДСС Д.А. Брюхов

Гл. специалист ПТО ДСС Д.И. Уразаев

Приложение №7

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

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

16 октября 2014 г. № 21-15-1571
На № _____ от _____ 201_ г.

И.о. начальника Департамента
по новым проектам технике и
технологии ОАО «СН-МНГ»
А.А. Дмитриеву

О предоставлении ТУ.

На исх.№ МБ-837 от 01.10.2014г. направляю технические условия для проектирования разделов АСУ ТП кустовой площадки № 7 Ачимовского месторождения нефти и кустовой площадки № 119 Северо-Островного месторождения нефти.

Приложение:

ТУ КП №7 Ачимовского м.р. - 21 лист.

ТУ КП №119 Северо-Островного м.р. - 22 листа.

Начальник отдела **С.В. Наливайко**

П.В. Коваленко
тел. 4-19-76

115-2099
22.10.14

09.10.2014

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 119».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 119», 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 № 119 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 119» 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 Покамасовского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

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

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

- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 119:

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 – 119.

5. Система автоматизированного контроля электрообогрева фонтанной арматуры нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему автоматизированного обогрева скважин разработки ООО «Арктические технологии»;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей;
- 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 электрообогревов к кустовому контроллеру системы телемеханики

- обогрев фонтанной арматуры 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 119.

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-Iа 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 № 119:

- 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.

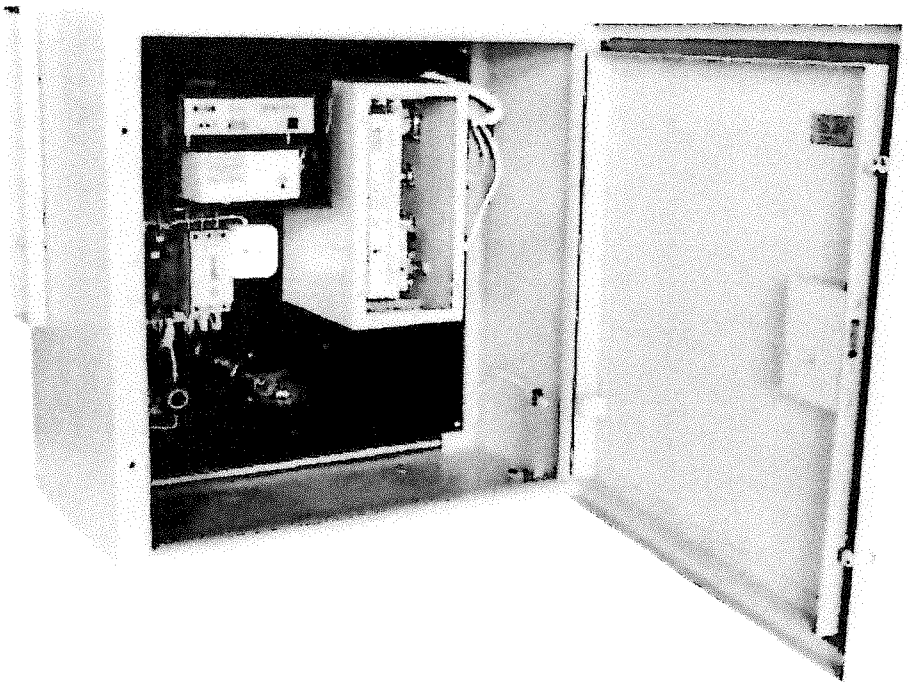
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

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 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 119.» **до 09.10. 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

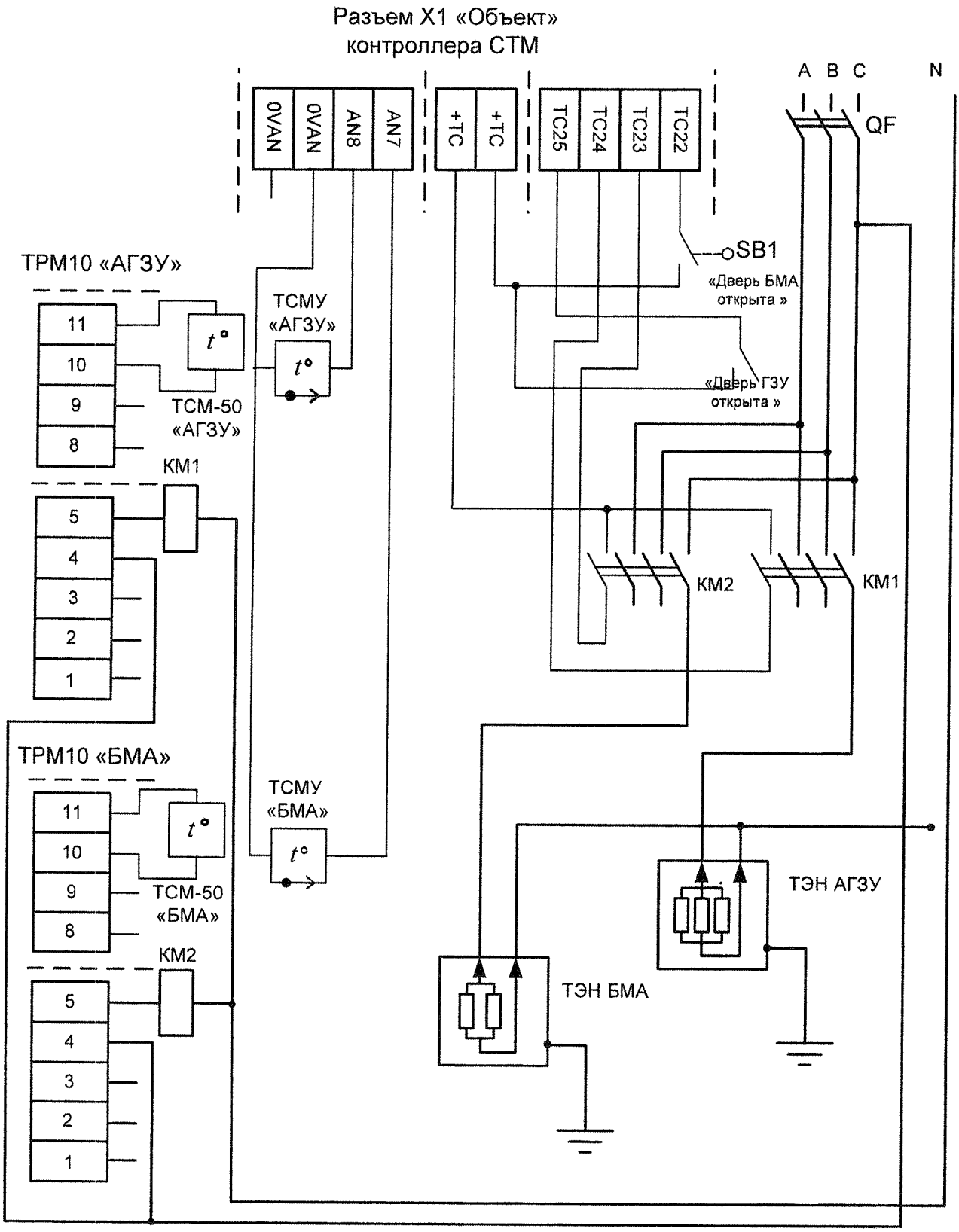
Масса, кг, не более: 40

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.

09.10. 2015г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ

ДЛЯ ОБЪЕКТА

ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 119.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-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 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,425 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 45 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 № 101-08-0877 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 119». до 09.10. 2016г.

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
№ 101-08-0877

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

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее – пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для 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 № 07-3-021186 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. Панко

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

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

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

1.1. 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-2, 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	Сургутский рн, Покамасовское месторождение 61N07 74E37	45	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		161,4250	161,4250
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		161,4250	161,4250

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

А.А. Панков

Всего прошито, пронумеровано и скреплено печатью 3 листа

Начальник отдела
М. В. Григорьева

ДОГОВОР №1

на оказание услуг связи

г. Мегион

01.01.2011г.

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация и Связь-Сервис» (ООО «АиС-Сервис»), *именуемое в дальнейшем* ***Оператор, в лице генерального директора Курчука Анатолия Владимировича,*** *действующего на основании* ***Устава*** *(лицензии* ***(№ 82616, № 82613, № 82614, № 82618)*** ***выданы Федеральной службой по надзору в сфере связи),*** *с одной стороны и*

Открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ), *именуемое в дальнейшем* ***Абонент, в лице генерального директора Шульева Юрия Викторовича,*** *действующего на основании* ***Устава,*** *с другой стороны, вместе именуемые* ***Стороны,*** *заключили настоящий договор о нижеследующем:*

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Для целей настоящего Договора применяются следующие основные термины:

- **Абонент** – юридическое лицо, сторона в Договоре на оказании услуг связи, заключенном с ООО «АиС-Сервис»
- **Абонентское устройство** – оборудование (телефонный аппарат, факс, модем, радиостанция и т.д.), с помощью которого Абонент осуществляет прием и передачу сигналов в сети связи Оператора.
- **Абонентский счет** – учетная емкость в автоматизированной системе расчетов Оператора с абонентами, в которой отображается наличие и движение денежных средств, вносимых Абонентом Оператору в качестве платы за услуги связи.
- **Предоставление доступа к сети связи** – совокупность действий Оператора связи по формированию абонентской линии и подключению с ее помощью пользовательского (оконечного) оборудования к узлу связи Сети связи в целях оказания Абоненту услуг.
- **Сеть связи** - совокупность технических средств (коммутационное оборудование, радиооборудование, электрооборудование, соединительные линии, сооружения), с помощью которых абонентам сети предоставляется непрерывная связь между собой и с абонентами сети общего пользования.
- **Тарификация** – обсчет услуг, предоставляемых Абоненту на основании данных об объеме оказанных услуг и установленных на них тарифов.
- **Дополнительный вид обслуживания (ДВО)** – дополнительные услуги АТС (переадресация, захват звонка, введение пароля на телефонный аппарат, горячая линия и т.д.), оказываемые Абоненту за дополнительную плату.
- **Отчетный месяц** - период продолжительностью в один календарный месяц, в котором были оказаны услуги связи.
- **Расчетный месяц** – календарный месяц, следующий за отчетным.

1.2. ООО «АиС-Сервис» является Оператором связи (Оператором), оказывающим следующие **виды услуг:**

- **Услуги электросвязи;**
- **Услуги радиосвязи;**
- **Услуги кабельного телевидения («СКТВ-Мегионнефтегаз», КПТВ).**

Услуги связи оказываются на основании настоящего Договора, заключенного между Абонентом и Оператором, включающие в себя на определенных условиях количество (лимит) времени пользования связью либо являющиеся безлимитными (безвременными).

2. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

2.1.Оператор оказывает Абоненту услуги связи (Приложение №1 (далее - услуги связи) в соответствии с законодательными и иными нормативно-правовыми актами РФ, лицензией и настоящим Договором, а Абонент принимает и оплачивает оказанные ему услуги связи в полном объеме, в порядке и сроки, предусмотренные настоящим Договором.

2.2. Перечень оказываемых по настоящему договору услуг связи, срок их предоставления, применяемые тарифы и цены, стоимость услуг связи определяются в приложениях к настоящему Договору, являющихся неотъемлемой его частью.

3. ОБЯЗАННОСТИ И ПРАВА ОПЕРАТОРА

3.1. Оператор имеет право:

3.1.1. Приостановить автоматическим способом доступ Абонента к сети связи в случае нарушения Абонентом сроков оплаты за услуги связи либо нарушения правил пользования связью, до устранения указанных недостатков, в соответствии с Правилами оказания услуг местной, внутризоновой, междугородной и международной телефонной связи, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 18.05.2005г. №310; Правилами оказания услуг подвижной связи, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 25.05.2005 г. № 328.

3.1.2. Временно отключить Абонента от сети связи на срок до 2 дней при проведении им ремонтно-технических работ, предупредив Абонента за 3 дня до отключения.

3.2. Оператор обязан:

3.2.1. Оказывать услуги связи в соответствии с законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, лицензиями и настоящим договором.

3.2.2. Оказывать услуги в сроки, установленные настоящим Договором.

3.2.3. Извещать Абонента об изменении тарифов не позднее, чем за 10 дней до их изменения.

3.2.4.Не навязывать Абоненту включение в договор оказание дополнительных услуг, предоставляемых Абоненту за отдельную плату.

3.2.5. Вести ежемесячный учет оказанных Абоненту по настоящему договору услуг и отражать их в счетах-фактурах, которые до 2 рабочего числа каждого месяца, следующего за расчетным, Оператор предъявляет Абоненту вместе со сводными актами оказанных услуг, актами оказанных услуг. В случае не возврата подписанных и скрепленных печатью сводных актов оказанных услуг, актов оказанных услуг в течение 5 (Пяти) дней с момента получения, объем оказанных услуг за данный период считать принятым.

3.2.6. Передать Абоненту абонентское устройство по Акту приема-передачи абонентского устройства, составляемому в двух экземплярах, подписываемых обеими Сторонами не позднее 5 (Пяти) дней с момента подписания настоящего Договора, в состоянии, позволяющем использовать его в соответствии с целевым назначением.

3.2.7. Принять от Абонента абонентское устройство на основании Акта приема-передачи абонентского устройства в течение 5 (Пяти) дней с момента окончания срока действия договора.

3.2.8. При оказании услуг на объектах Абонента, Оператор обязан руководствоваться Положением «О контрольно-пропускных пунктах ОАО «СН-МНГ» (Приложение № 2).

3.2.9. Выполнять требования «Стандарта «Общие требования, предъявляемые к подрядным организациям в открытом акционерном обществе «Славнефть-Мегионнефтегаз» в области охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности» СТО 025-2008 (версия 2) (Приложение № 3).

3.2.10.Оператор обязан не допускать к работе лиц, находящихся в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения, а также не допускать провоз и хранение на территории объектов Абонента работниками Оператора веществ, вызывающих наркотическое или токсическое опьянение.

4. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ АБОНЕНТА

4.1. Абонент имеет право:

4.1.1. Беспрепятственно пользоваться оказываемыми ему в рамках настоящего договора услугами связи, разрешенными действующим законодательством, не нарушая прав других пользователей и Оператора связи и не создавая помех устойчивой работе сети связи

4.1.2. Назначить по соглашению с Оператором новый срок оказания услуг связи, если несоблюдение сроков оказания услуг связи было обусловлено непреодолимой силой.

4.1.3. Подключать офисные телефонные станции с выходом на сеть связи общего пользования только по техническим условиям, выдаваемым Оператором связи, в противном случае оказание услуг связи Оператором будет приостановлено.

4.2. Абонент обязан:

4.2.1. Оплачивать услуги связи, оказываемые Оператором, в полном объеме, в сроки и на условиях, определенных настоящим Договором.

4.2.2. Содержать абонентское устройство, приобретенное (полученное) в пользование у Оператора связи в исправном состоянии.

4.2.3. Назначить приказом по предприятию лицо (или лиц), ответственных за получение у Оператора абонентского устройства и обеспечение его сохранности. Копию приказа предоставить Оператору.

4.2.4. Сообщать Оператору связи, незамедлительно, о любой утрате или повреждении абонентского устройства. Сообщение Абонента об утрате абонентского устройства может быть осуществлено по телефону 41-488, круглосуточно, с последующим обязательным письменным подтверждением. Сообщение фиксируется Оператором в журнале регистрации сообщений абонентов и подписывается Абонентом с указанием о приостановлении использования абонентского устройства (отключении

устройства от сети связи либо ограничении исходящей связи, временном прекращении договора) либо о расторжении договора. Отключение устройства от сети связи либо ограничение исходящей связи производится в течение 1 часа с момента получения Оператором письменного сообщения Абонента. ***В случае утери, порчи либо кражи абонентского устройства, Абонент обязуется возместить Оператору залоговую стоимость утраченного либо поврежденного абонентского устройства в месячный срок с момента предъявления требования.***

4.2.5. Не производить без согласия Оператора перепрограммирование, техническое обслуживание, самостоятельное отключение, ремонт, устранение дефектов, поломок абонентского устройства.

4.2.6. Не допускать самовольного подключения к абонентским линиям третьих лиц, не допускать самовольной установки (переустановки) телефонных розеток и подключения к ним незарегистрированных и не имеющих сертификата соответствия телефонных аппаратов. Без согласования с Оператором связи не проводить какие-либо работы по реконструкции, демонтажу и переносу кабельных и абонентских линий.

4.2.7. Принять абонентское устройство от Оператора по Акту приема-передачи абонентского устройства в 2 (Двух) экземплярах, подписываемому обеими сторонами не позднее 5 (Пяти) дней с момента подписания договора, в состоянии, позволяющем использовать его в соответствии с целевым назначением.

4.2.8. Передать Оператору абонентское устройство на основании Акта приема-передачи абонентского устройства в течение 5 (Пяти) дней с момента окончания срока действия договора.

4.2.9. Направить Оператору подписанные структурными подразделениями и скрепленные печатью акты оказанных услуг, подписанные и скрепленные печатью сводные акты оказанных услуг в течение 5 (Пяти) дней с момента их получения.

5. ПОРЯДОК ОПЛАТЫ УСЛУГ СВЯЗИ

5.1. Оплата услуг связи Оператора производится Абонентом согласно тарифам, установленным Оператором, кроме услуг, тарифы на которые регулируются законодательством Российской Федерации.

2. Сумма настоящего договора определяется на 2011 год ориентировочно и составляет в соответствии с Приложением №1 , кроме того **НДС (18%)** всего **с учетом НДС**

20 копеек.

5.3. Оператор выставляет Абоненту Услуги в срок до 2 рабочего дня месяца, следующего за отчетным, счета-фактуры, сводные акты оказанных услуг, акты оказанных услуг в порядке, предусмотренном действующим Законодательством РФ.

Оплата за фактически оказанные Оператором услуги связи (электросвязь, радиосвязь, услуги кабельного телевидения («СКТВ-Мегионнефтегаз», КПТВ) производится путем перечисления денежных средств на расчетный счет Оператора в течение 30 дней с момента выставления счетов-фактур, сводных актов оказанных услуг, актов оказанных услуг, подписанных структурными подразделениями после предоставления их Оператором не позднее 2 рабочего дня месяца, следующего за отчетным, а услуги по переговорам по Нижневартовскому району в течение 5 (Пяти) дней с момента окончания текущего месяца.

5.4. Стоимость услуг и порядок оплаты могут быть изменены сторонами путем подписания дополнительного соглашения к настоящему договору.

6. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

6.1. За неисполнение и/или ненадлежащее исполнение условий настоящего договора на оказание услуг связи стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством РФ, и настоящим договором.

6.2. Оператор не отвечает за содержание информации, передаваемой или получаемой Абонентом, за исключением собственной информации Оператора.
6.3. За нарушение срока оплаты оказанных услуг, предусмотренного условиями Договора, Оператор имеет право предъявить Абоненту неустойку в размере 0,1% от суммы задолженности за каждый день просрочки, а последний обязан уплатить ее за весь период просрочки с момента нарушения в месячный срок с момента предъявления требований.
6.4. В случаях выявления Абонентом фактов нарушения Оператором Положения о контрольно-пропускных пунктах ОАО «СН-МНГ» и Стандарта «Общие требования, предъявляемые к подрядным организациям в открытом акционерном обществе «Славнефть-Мегионнефтегаз» в области охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности» СТО 025-2008 (версия 2) (Приложение № 3) с подрядными организациями в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности и/или нарушений требований Абонента, основанных на указанных Положениях, Абонентом составляется акт о выявленных нарушениях, который подписывается уполномоченными представителями сторон. На основании акта о выявленных нарушениях Абонент вправе предъявить Оператору штраф в размере 10% от стоимости услуг, оказанных за месяц, в котором были выявлены нарушения, а Оператор обязуется оплатить штраф в течение 30 дней с момента предъявления требования.
6.5. В случае установления факта употребления алкогольной продукции или нахождения на объектах Абонента работников Оператора в состоянии опьянения, Абонент имеет право взыскать с Оператора штраф в размере 300 000 рублей за каждый такой случай, а Оператор обязуется оплатить штраф в течение 30 дней, с момента предъявления требования. Установление факта нахождения работников Оператора в состоянии алкогольного опьянения может осуществляться по выбору Абонента одним из следующих способов:
- медицинским осмотром или освидетельствованием;
- актами, составленными работниками Абонента и Оператора;
- актом освидетельствования на алкогольное (наркотическое, токсическое) опьянение по внешним признакам, составленным работниками ООО «НОП Мега-Щит».
Абонент имеет право в любое время проверять выполнение Оператором условий настоящего договора. В случае обнаружения и установления факта нахождения на Объекте (территории) Абонента работников Оператора в состоянии опьянения, Оператор обязан по требованию Абонента незамедлительно отстранить от работы данных работников.
6.6. Установленные настоящим договором меры ответственности за нарушение договорных обязательств подлежат применению только на основании предъявленного одной стороной другой стороне письменного требования (претензии). Суммы штрафных санкций (неустойка, пени, штрафы и т.п.), предъявленные одной стороной другой стороне за нарушение условий настоящего договора, считаются признанными (в соответствующей части) с момента полного или частичного письменного признания требования (претензии). В случае отказа от признания заявленного требования (претензии) или оставления его(ее) без ответа, суммы предъявленных по требованию (претензии)санкций подлежат взысканию в судебном порядке.
6.7. Уплата неустойки не освобождает Абонента от исполнения обязательств или устранения нарушений.

7. УСЛОВИЯ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННОЙ, ПОЖАРНОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.

7.1.Оператор обязан соблюдать нормы действующего законодательства, включая законодательство о недрах, об охране окружающей среды, о промышленной и пожарной безопасности, о природных и минеральных ресурсах, иные законы и нормативные акты, действующие на территории оказании услуг.
7.2. Оператор обязан обеспечивать выполнение необходимых мероприятий в области промышленной, пожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды, рационального использования природных ресурсов.
7.3. Оператор обязан соблюдать требования к оборудованию, устройству, инструменту и приспособлениям, используемым в ходе оказания услуг, и его эксплуатации, установленные действующими законодательными и нормативными актами РФ, локальными нормативными актами Абонента.
7.4. Оператор обязан организовать работу по безопасности дорожного движения на объекте оказания услуг, в соответствии с требованиями законодательных и нормативных правовых актов, локальных нормативных актов Абонента. Оператор обязуется также осуществлять контроль за соблюдением водителями и машинистами самоходной (или специальной) техники Оператора и

третьих лиц, привлеченных Оператором, Правил дорожного движения, правил, регламентирующих требования к безопасному производству работ этой техникой. В случае совершения дорожно-транспортного происшествия с участием работников Абонента или, при котором пострадали работники Абонента, незамедлительно извещать Абонента в письменной форме.

7.5. Оператор обязан незамедлительно информировать Абонента обо всех технических инцидентах, авариях, несчастных случаях, пожарах, произошедших при оказании услуг по настоящему договору Оператором организовывать их расследование в соответствии с требованиями государственных нормативно-технических и правовых актов, а также требованиями Абонента. Расследование причин аварий, инцидентов, несчастных случаев и пожаров осуществляется в порядке, предусмотренном действующим законодательством РФ и внутренними нормативными актами Абонента, комиссией с обязательным участием представителей Абонента, Оператора и при необходимости - привлекаемых Оператором третьих лиц, а также представителей уполномоченных государственных органов в случаях предусмотренных действующим законодательством РФ. Отказ от участия в комиссии не допускается.

7.6. Оператор обязуется направлять Абоненту по форме согласованной Сторонами отчеты о реализации мероприятий по устранению несоответствий требованиям Абонента и мер по снижению промышленных рисков при оказании услуг Оператором на объектах Абонента.

7.7.В случае несоблюдения Оператором и третьими лицами, привлекаемыми Оператором, требований настоящего договора, (либо выявления представителями Абонента повторных нарушений в области промышленной, пожарной, экологической безопасности, охраны труда или промышленной санитарии при оказании услуг Оператором этот факт является существенным нарушением условий настоящего договора и дает Абоненту право требовать уплаты штрафных санкций в соответствии с условиями настоящего договора, а также отказаться от исполнения настоящего Договора в одностороннем порядке без обязательств Абонента по возмещению убытков Оператора, связанных с таким расторжением.

7.8. Оператор самостоятельно несет ответственность за допущенные им при оказании услуг нарушения природоохранного, градостроительного, водного, земельного, лесного законодательства, а также законодательства в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда, атмосферного воздуха и т.д., включая оплату штрафов, пеней, а также по возмещению причиненного в связи с этим вреда, как Абоненту, так и третьим лицам. В случае, если Абонент был привлечен к ответственности за вышеуказанные нарушения Оператора, последний обязуется возместить Абоненту все причиненные этим убытки.

7.9.При наличии вины Оператора за аварии, технические инциденты, пожары, несчастные случаи, произошедшие в процессе его работы по настоящему договору, последний обязуется возместить Абоненту, а при необходимости и третьим лицам причиненные убытки.

7.10.Абонент не несет ответственности за профессиональные заболевания (отравления), производственные травмы, увечья или смерть любого работника Оператора или третьего лица, привлеченного Оператором, не по вине Абонента, а также в случае нарушения ими правил промышленной, пожарной, экологической безопасности, охраны труда или промышленной санитарии.

7.11.Абонент вправе в любое время осуществлять контроль за соблюдением Оператором и третьими лицами, привлекаемыми Оператором, положений настоящей статьи Договора. Обнаруженные в ходе проверки нарушения фиксируются в акте, подписываемом представителями Абонента, Оператора или третьих лиц, привлекаемых Оператором. В случае отказа Оператора или третьих лиц, привлекаемых Оператором, от подписания такого акта, он оформляется Абонентом в одностороннем порядке. При нарушении требований в области промышленной, пожарной, экологической безопасности, охраны труда или промышленной санитарии при производстве работ Оператором согласно настоящего договора, Абонент вправе предъявить Оператору штрафные санкции в соответствии с условиями настоящего договора.

8 . РАЗРЕШЕНИЕ СПОРОВ

8.1. Порядок рассмотрения претензий и разрешения споров между сторонами предусмотрен в Правилах оказания услуг местной, внутризоновой, междугородной и международной телефонной связи, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 310 от 18.05.2005 г.

9. ПРОЧИЕ УСЛОВИЯ

9.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его подписания сторонами. и действует по 31.12.2011г., а в части взаиморасчетов до полного исполнения обязательств сторонами.

9.2. Настоящий Договор может быть расторгнут досрочно любой из Сторон в соответствии с действующим законодательством.

9.3.Ни одна из сторон не имеет права передавать свои права и обязанности по договору третьим лицам без письменного согласия другой стороны.

9.4. Любые изменения и дополнения к настоящему договору, действительны лишь при условии, что они совершены в письменной форме и подписаны уполномоченными на то представителями Сторон. В случае изменения адреса, банковских и иных реквизитов одной стороны, она обязана уведомить об этом другую сторону путем направления уведомления, подписанного руководителем общества, с приложением карточки предприятия, удостоверенной руководителем, главным бухгалтером общества с проставлением фирменной печати. С момента получения указанное уведомление будет являться неотъемлемой частью настоящего договора. В случае неисполнения указанного обязательства одной из Сторон, другая Сторона не несет ответственности за вызванные таким неисполнением последствия.

9.5. Взаимоотношения сторон в части, не оговоренной настоящим договором, регламентируются действующим законодательством РФ.

9.6. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному экземпляру для каждой из сторон.

9.7. К настоящему договору прилагаются и являются его неотъемлемой частью:

Приложение №1 – Протокол соглашения договорной цены.

Приложение №2 – Положение о контрольно-пропускных пунктах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;

Приложение №3 –Стандарт «Общие требования, предъявляемые к подрядным организациям в открытом акционерном обществе «Славнефть-Мегионнефтегаз» в области охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности» СТО 025-2008 (версия 2).

10. АДРЕСА, БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН:

ОПЕРАТОР:
ООО «АиС-Сервис»

Место нахождения: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель № 23, 2П-2, № 39, строение 5.
ИНН: 8605016748 **ОКПО:** 15380876
ОКВЭД: 33.20.9; 45.31; 45.34; 29.23.9; 64.20.11
КПП: 860301001 **ОГРН**: 1038602103671
Банк: ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК» г. Москва **БИК:** 044525204
Кор. счёт: 30101810900000000204
Расч. счёт: 40702810100001426190
Тел.: 8(34663) 41-444, факс: 41-404

Почтовый адрес для отправки корреспонденции и получения счетов-фактур: Российская Федерация, 628684, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, город Мегион, ул. Западная №8

Генеральный директор

_____ А.В. Корнук

АБОНЕНТ:
ОАО «СН-МНГ»

Место нахождения: Российская Федерация, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, улица Кузьмина, дом 51
Почтовый адрес: Российская Федерация, 628684, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, улица Кузьмина, дом 51
ИНН: 8605003932 **ОКПО:** 05679120
ОКВЭД: 11.10.11 **КПП:** 997150001
Банк: ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК»
г. Москва **БИК:** 044525204
Кор. счёт: 30101810900000000204
Расч. счёт: 40702810400004262190

Генеральный директор

_____ Ю.В. Шульев

Визовый лист

к дополнительному соглашению № 1 от 01.07.2011г.

к договору № 1 от 01.01.2011г.

Предмет договора: *Оказание услуг связи*

Контрагент: **ООО «Автоматизация и Связь – Сервис»**

Ответственный руководитель: Коваленко П.В., зам. начальника отдела автоматизации- тел. 4-19-76

«07» июля 2011 г.

Ответственный исполнитель: Рыбкина Ю.А., инженер 1 категории ОА тел. 4-16-18

«07» июля 2011 г.

Ф.И.О.	Должность	Дата поступления договора	Дата возврата договора	Дата согласования	Подпись
Паливода Р.Б.	Начальник технического департамента	07.07.11		07.07.11	
Мигунов М.И.	Зам. главного инженера по производству	08.07.11		08-07-11	
Доктор С.А.	Заместитель генерального директора- главный инженер	08.07.11		08.07.11	
Нихти Н.М.	Главный бухгалтер			8.07	
Коваленко И.Л.	Зам. ген. директора-директор по экономике и финансам				
Мясников О.А.	Начальник юридического департамента				

Дата поступления в отдел договоров 13.07.11 вход. № 18-12/10/566 ВЛ

Дата подписания договора _____ регистр. №

ИСХ. № ____

Дополнительное соглашение № 1
к договору № 1 от 01.01.2011г. на оказание услуг связи

г. Мегион 01.07.2011г.

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация и Связь-Сервис» (ООО «АиС-Сервис»), именуемое в дальнейшем Оператор, в лице генерального директора Курчука Анатолия Владимировича, действующего на основании Устава (лицензии (№82616, №82618, №82613, выданы Федеральной службой по надзору в сфере связи), с одной стороны и

Открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ), именуемое в дальнейшем Абонент, в лице генерального директора Шульева Юрия Викторовича, действующего на основании Устава, с другой стороны, вместе именуемые Стороны, заключили настоящее *Дополнительное соглашение* о нижеследующем:

Стороны пришли к соглашению внести следующие изменения и дополнения в Договор №1 от 01.01.2011г. (Далее - Договор):

1. Раздел договора 4 «Права и обязанности абонента» дополнить пунктом 4.1.4. «Абонент имеет право уменьшить объем работ по настоящему договору на 20% от объема работ в год, в котором происходит уменьшение, без применения к нему штрафных санкций»

2. Пункт 5.3. Договора изложить в следующей редакции: ««Сумма настоящего договора определяется на 2011 – 2016 г.г. ориентировочно и составляет в соответствии с Приложением №1 кроме того НДС (18%) [illegible] всего с учетом НДС

- на 2011г. -
(Шестьдесят
- на 2012г. -
505 (Шестьд
- на 2013г. -
860 (Шесть
копейки;
- на 2014г. -
326 (Шестьд
76 копеек;
- на 2015г. -
676 (Семьде
копеек;
- на 2016г. -
736 (Семьде
копеек.

3. Раздел договора 6 «Ответственность сторон» дополнить пунктом 6.8. «В случае уменьшения объема работ по настоящему договору более, чем на 20% от объема работ в год, в котором происходит уменьшение (либо в случае расторжения договора), Абонент уплачивает штраф в размере 10% от стоимости не предоставленного объема услуг».

4. Пункт 9.1. Договора изложить в следующей редакции: «Настоящий договор вступает в силу с момента его подписания сторонами, и действует по 31.12.2016г., а в части взаиморасчетов до полного исполнения обязательств сторонами».

5. Пункт 9.7. изложить в следующей редакции: «К настоящему договору прилагаются и являются его неотъемлемой частью: Приложение №1 – Протокол соглашения договорной цены на 2011-2016 г.г.

6. Раздел договора 9 «Прочие условия» дополнить пунктом 9.8. «Абонент вправе отказаться от исполнения настоящего договора, письменно уведомив об этом Оператора за 6 месяцев до даты расторжения».

7. Настоящее Дополнительное соглашение вступает в силу с момента его подписания сторонами, и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 01.07.2011г. и действует до окончания срока действия Договора.

ДОГОВОРНЫЙ ОТДЕЛ ОАО «СН-МНГ»

8. Настоящее Дополнительное соглашение является неотъемлемой частью Договора. Взаимоотношения Сторон в части, не оговоренной настоящим Дополнительным соглашением, регламентируются условиями Договора.

9. Настоящее Дополнительное соглашение составлено в двух экземплярах. Оба экземпляра идентичны и имеют одинаковую юридическую силу. У каждой из Сторон находится один экземпляр настоящего Дополнительного соглашения.

10. К настоящему Дополнительному соглашению прилагается и является его неотъемлемой частью: Приложение №1 – Протокол соглашения договорной цены на 2011-2016 г.г.

ОПЕРАТОР:
ООО «АиС-Сервис»

Место нахождения: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель 4, ул.Индустриальная, д.85, строение 17. строение 5.
ИНН: 8605016748 ОКПО: 15380876
ОКВЭД: 33.20.9; 45.31; 45.34; 29.23.9; 64.20.11
КПП: 860301001 ОГРН: 1038602103671
Банк: ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК» г. Москва
БИК: 044525204
Кор. счёт: 30101810900000000204
Расч. счёт: 40702810100001426190
Тел.: 8(34663) 41-444, факс: 41-404

Почтовый адрес для отправки корреспонденции и получения счетов-фактур: Российская Федерация, 628684, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, город Мегион, ул. Западная №8

Генеральный директор
_____ А.В. Курчук

АБОНЕНТ:
ОАО «СН-МНГ»

Место нахождения: Российская Федерация, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, ул. Кузьмина, дом 51
Почтовый адрес: Российская Федерация, 628684, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, улица Кузьмина, дом 51
ИНН: 8605003932 ОКПО: 05679120
ОКВЭД: 11.10.11 КПП: 997150001
Банк: ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК»
г. Москва БИК: 044525204
Кор. счёт: 30101810900000000204
Расч. счёт: 40702810400004262190

Генеральный директор
_____ Ю.В. Шульев

Приложение №8.

«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №119»
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	*Признаки*	*Идентификация по признакам*	*Примечание*
Куст скважин №119 (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтесбор от куста скважин №119 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 №119	
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с	Нет	

	постоянным пребыванием людей		
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильные дороги на куст скважин №119			
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	

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ **О.В. Журавель**

Приложение №9

Северо-Островное месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты	
		$БВ_5$	$ЮВ_1^{1а}$
Ср. глубина кровли коллектора (а.о.)	м	-2242,1	-2680,9
Абсолютная отметка ВНК	м	-2249,0	-2711,0
Тип залежи		Массивный	Пластово-сводовый, осложненный зонами деструкции и литологическим экраном
Тип коллектора			Терригенный
Площадь нефтенос-ности / нефтенасыщенная толщина	тыс.м^2 / м	8732 / 1,5	205878 / 3,2
Общая толщина	м	20,9	9,4
Нефтенасыщ. толщина	м	4,2	4,5
Пористость	%	20	16
Нефтенасыщенность	доли ед.	0,53	0,59
Проницаемость	мД	14,9	8,5
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,55	0,47
Коэффициент расчлененности		5,4	3,1
Начальная пластовая температура	°С	79,5	100
Начальное пластовое давление	МПа	21,6	28,0
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,3	9,8
Вязкость нефти в пластовых усл.	мПа×с	1,64	1,16
Плотность нефти в поверх. усл.	т/м^3	0,860	0,848
Плотность нефти в пластовых усл.	т/м^3	0,728	0,783
Объемный коэффициент нефти	ед.	1,24	1,13
Газовый фактор	м^3/сут	52	46

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 *.arp, 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