

«СОГЛАСОВАНО»

ООО «Славнефть-Нижневартовск»
Генеральный директор



О.В. Пирогов

«___»



2015 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Заместитель Генерального директора –
Технический инженер



А.М. Пятаев

«___»



2015 г.

Задание на проектирование № 146-15
объекта «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 4».

1.	Наименование объекта	
	Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин № 4.	
2.	Географическое положение объекта	
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Южно-Островной лицензионный участок.	
3.	Основание для проектирования	
	Бизнес-план 2016 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																
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки № 4, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметры), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой. <p>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.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 11-103-97, СП 47.13330.2012.</p> <p>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».</p>																
12.	Требования к выделению пусковых комплексов																
	<p>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.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>																
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования																
	<p><u>Куст скважин № 4 – 24 скважин:</u></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 4</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>Нефтегазопровод к.4 – т.вр.к.1,3 (Приложение №1)</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> – Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5. – Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6. 	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 4	0,4	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.4 – т.вр.к.1,3 (Приложение №1)	0,4	Возможна корректировка	
Наименование участка	Длина, км	Примечание															
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 4	0,4	Возможна корректировка															
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка															
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка															
Нефтегазопровод к.4 – т.вр.к.1,3 (Приложение №1)	0,4	Возможна корректировка															

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 4:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q _{пуск} , м3/сут по жид	Q _{пуск} , т/сут по нефти	%
Южно-Островное	4	гор	Ач 2	80	47	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн	Ю1(1)	52	31	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
Сумма				1262	745	
Ср. Q				70	41	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3.
 – Планируемое погружное оборудование куста скважин № 4 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 применением 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/см², 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.
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин).
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями

	<p>в приложении № 1.</p> <ul style="list-style-type: none"> – При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двухтрубной системы нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе. – При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м³/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. – Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора. – После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставить в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включить в состав пояснительной записки. – Требования к организации системы ППД куста № 4: Локальная, сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм. – 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 бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения на срок не более 6 месяцев для изготовления вторичной продукции (строительного материала) и последующей утилизации. – 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 строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение объекта (площадки временного складирования отходов бурения) на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекту бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения по ходу строительства скважин. – Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком. – Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ на подводящих и отводящих трубопроводах. – Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках. – Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС на кабельных эстакадах каждые 50 м, но не более 40 м от устья скважин. – Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства
--	--

	<p>кустов скважин ОАО «СН-МНГ».</p> <ul style="list-style-type: none"> – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора. – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса. – При пересечении 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. 	
15.	Особые условия строительства	
	<ul style="list-style-type: none"> – 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 № 4 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. 	
16.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда	
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 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	
	<ul style="list-style-type: none"> – 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». 	

	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> – При необходимости разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобърыбвод». – 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». – Получить положительное заключение Государственной экологической экспертизы. Получить все согласования и экспертизы эксплуатирующих и надзорных организаций. 	
18.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций	
	<p>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.</p>	
19.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
	<p>Выполнить в соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Постановления Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 года, Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>	
20.	Материалы, представляемые Заказчиком	
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД», исх. № МБ-857 от 23.10.15 г., исх. № МР-442 от 06.10.15 г.</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение», исх. № СМ-2221 от 14.10.15 г.</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки», исх. № МС-478 от 17.09.15 г.</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование», исх. № 14-316 от 28.09.15 г.</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС», исх. № АН-147А от 23.10.15 г.</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины», исх. № АТ-46/1001 от 29.09.15 г.</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» № СН-04-371 от 12.10.15 г.</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Северо-Островного месторождения».</p> <p>Приложение № 10 «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» от 04.09.15 г.</p> <p>Приложение № 11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК-ПОДРЯДЧИК», исх. № СК-750 от 04.09.14 г.</p>	

	<p>Приложение № 12 «Требования по оформлению опросных листов», исх. № СК-1032 от 24.12.14 г.</p> <p>Приложение № 13 «Расчет договорной цены строительства объекта (базисно-индексный метод)».</p> <p>Приложение № 14 «Типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Приложение № 15 «№ МО-392 от 06.03.15 г. О включении дополнительных требований в задание на проектирование».</p> <p>Приложение № 16 «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промышленных трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</p> <p>Приложение № 17 «Технический стандарт «Унификация применяемых технических устройств». СТО 701» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</p>
21.	<p>Требования к составу и оформлению ПД/РД</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 вырубki полосы отвода для объекта строительства.
22.	<p>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</p> <p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
23.	<p>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</p> <ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных

	<p>организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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». – 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. – При амбарном способе бурения - получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. 	
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	
	<p>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.</p> <p>Подрядчик согласовывает опросные листы и заказные спецификации со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями.</p> <p>На стадии разработки рабочей документации Подрядчик выполняет предварительные согласования проектных решений со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями.</p> <p>Получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы.</p> <p>Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</p> <p>Заявление и сопровождение экспертиз выполняет подрядчик от лица Заказчика.</p>	
28.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ	
	Не требуется.	
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР	
	<p>Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации.</p> <p>Расчет стоимости работ согласно приложению № 13 - включить в состав пояснительной</p>	

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 146-15
объекта «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 4».

Заместитель Генерального
директора - Директор по
капитальному строительству
ОАО «СН-МНГ»

Николаев Д. А.

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

Тухфатуллин И. Г.

Начальник Управления
капитального строительства
и ремонта объектов
ОАО «СН-МНГ»
Лещенко Е. В.

Начальник отдела
организации проектно-
изыскательских работ
ДПИРиВОЭ УКСиРО
ОАО «СН-МНГ»
Бабкин С. Н.

(подпись)
" " 2015 г.

(подпись)
" " 2015 г.

(подпись)
" " 2015 г.

(подпись)
" " 2015 г.

Заместитель
Главного инженера
по производству
ОАО «СН-МНГ»

Седякин А. С.

Начальник департамента
производственного
контроля, охраны труда,
пожарной безопасности,
гражданской обороны и
предупреждения
чрезвычайных ситуаций
ОАО «СН-МНГ»
Финк А. В.

Главный инженер
Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»

Евдокимов В. В.

Начальник НГП-3
Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»

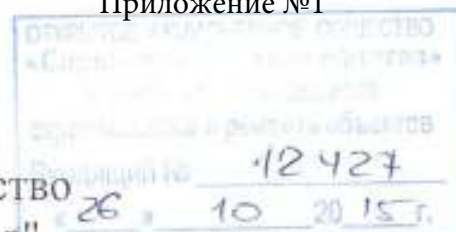
Трубин В. М.

(подпись)
" " 2015 г.

(подпись)
" " 2015 г.

(подпись)
" " 2015 г.

(подпись)
" " 2015 г.



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

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА

23 октября 2015

На № _____

№ МБ-857

от _____ 2015г.

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

*О направлении
технических условий.*

Уважаемый Евгений Владимирович!

В связи с включением в производственную программу эксплуатационного бурения БП 2016-2018гг. (оптимальный вариант) КП-101 Северо-Покурского месторождения нефти, КП-198 Ватинского месторождения нефти, КП-6 Южно-Покамасовского месторождения нефти, КП-188 Аганского месторождения нефти, КП-4 Южно-Островного месторождения нефти, КП-31 Северо-Островного месторождения нефти, направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по объектам:

1. «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №101 (дополнительные скважины)». УПКС № 14-23102015;
2. «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №198 (дополнительные скважины)». УПКС № 14-23112015;
3. «Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №6». УПКС № 14-23122015;



4. «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №188», УПКС № 14-23132015;
5. «Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин №4», УПКС № 14-23142015;
6. «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №31», УПКС № 14-23152015.

Приложение:

1. Технические условия (направлены в бумажном виде). – 1экз.

С уважением,
Начальник

М.Н. Бессонов

УТВЕРЖДАЮ:

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

И.Г. Тухфатуллин

2015 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 4»

1.	Наименование объекта															
	Обустройство Южно-Островного месторождения нефти. Куст скважин № 4.															
2.	Географическое положение объекта															
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Южно-Островной лицензионный участок.															
3.	Основание для проектирования															
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».															
4.	Заказчик															
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).															
5.	Вид строительства															
	Капитальное строительство.															
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию															
	2017г.															
7.	Условия ввода в эксплуатацию															
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.															
8.	Состав проектируемого объекта:															
	<u>Куст скважин № 4 – 24 скважин:</u>															
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 4</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.4 – т.вр.к.1,3 (Приложение № 1)</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 4	0,4	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.4 – т.вр.к.1,3 (Приложение № 1)	0,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание														
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 4	0,4	Возможна корректировка														
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка														
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №4 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка														
Нефтегазопровод к.4 – т.вр.к.1,3 (Приложение № 1)	0,4	Возможна корректировка														

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 4:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, мЗ/сут по жил	Qпуск, т/сут по нефти	%
Южно-Островное	4	гор	Ач 2	80	47	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		подоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн	Ю1(1)	52	31	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		подоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
Сумма				1262	745	
Ср. Q				70	41	

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

9. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе

	<p>трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м³/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора; – После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки. – Требования к организации системы ППД куста № 4: Локальная, сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм; – Комплексе устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки; – При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; – При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод. – При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и 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 свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ; – Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках; – Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин; – Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трассе) 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 информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением

	<p>логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98) <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство, – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 4 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> – а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; – б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)


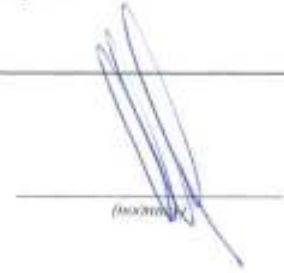



11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение Государственной Экологической экспертизы; – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <u>СНиП 2.01.51-90</u>, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года 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 промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем 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» Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ

О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Южно-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 4»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p>  <p>Бессонов М.Н. " " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p>  <p>Евдокимов В.В. " " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p>  <p>/Новичков А.А. " " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p>  <p>Гортиков А.А. " " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p>  <p>Финк А.В. " " 2015г.</p>	



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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

" 06 " 10 2015 г.
На № _____

№ МР - 442
от « _ » _____ 2015г.

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 Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 188».

«Обустройство Южно – Островного месторождения нефти. Куст скважин № 4»

Приложение: ТУ – 18л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г. Разин

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

М.Г. Разин
«___» _____ 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту

«Обустройство Южно – Островного месторождения нефти. Куст скважин № 4»

1. Месторождение, район строительства	Южно – Островное месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	1.Этап. Нефтегазопровод «к.4-т.вр.к.1,3»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1.Этап. Нефтегазопровод «к.4 - т.вр.к.1,3»</p> <p>От к.4 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – УПН Ново-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1262/745$.</p> <p>Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>Объем жидкости с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>–В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</p> <p>–В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</p> <p>–В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</p> <p>–При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и</p>

материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.

- Для строительства нефтегазопровода рассмотреть варианты применения трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.
- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узлов контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
- Срок эксплуатации нефтегазопровода определить проектом.
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком.
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций.
- При проведении гидравлического расчета необходимо принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода (м³/сут., т/сут.), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.(Приложение №4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные

для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

– Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;

– При формировании расчетов диаметров проектируемых нефтегазопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см² необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТГ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;

– Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;

– Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, 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);

– При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее 3D для прохождения диагностических снарядов.

– Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;

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

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

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

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

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку

	<ul style="list-style-type: none"> –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	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

<p>7. Особые условия</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ и с НГП-3 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
<p>8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия</p>	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:
Инженер 2 категории группы ИиНТ ДТТ



Р.С. Щедранов

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 трубопровода проектируемого куста 4 Южно-Островного м/р. Приложение № 1

Предусмотреть ЗКЛ для подключения существующих и проектируемых кустов

1 Этап. Проектируемый нефтегазопровод L- 0,4 км.

Предусмотреть подключение проектируемого нефтегазопровода к проектируемому нефтегазопроводу с КП №1,3

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

Исполнитель

Должность: Инженер 2 категории ГИИИТ

Ф.И.О.: Щедранов Р.С.

подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема 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 2200 мм.

Цветовая раскраска:

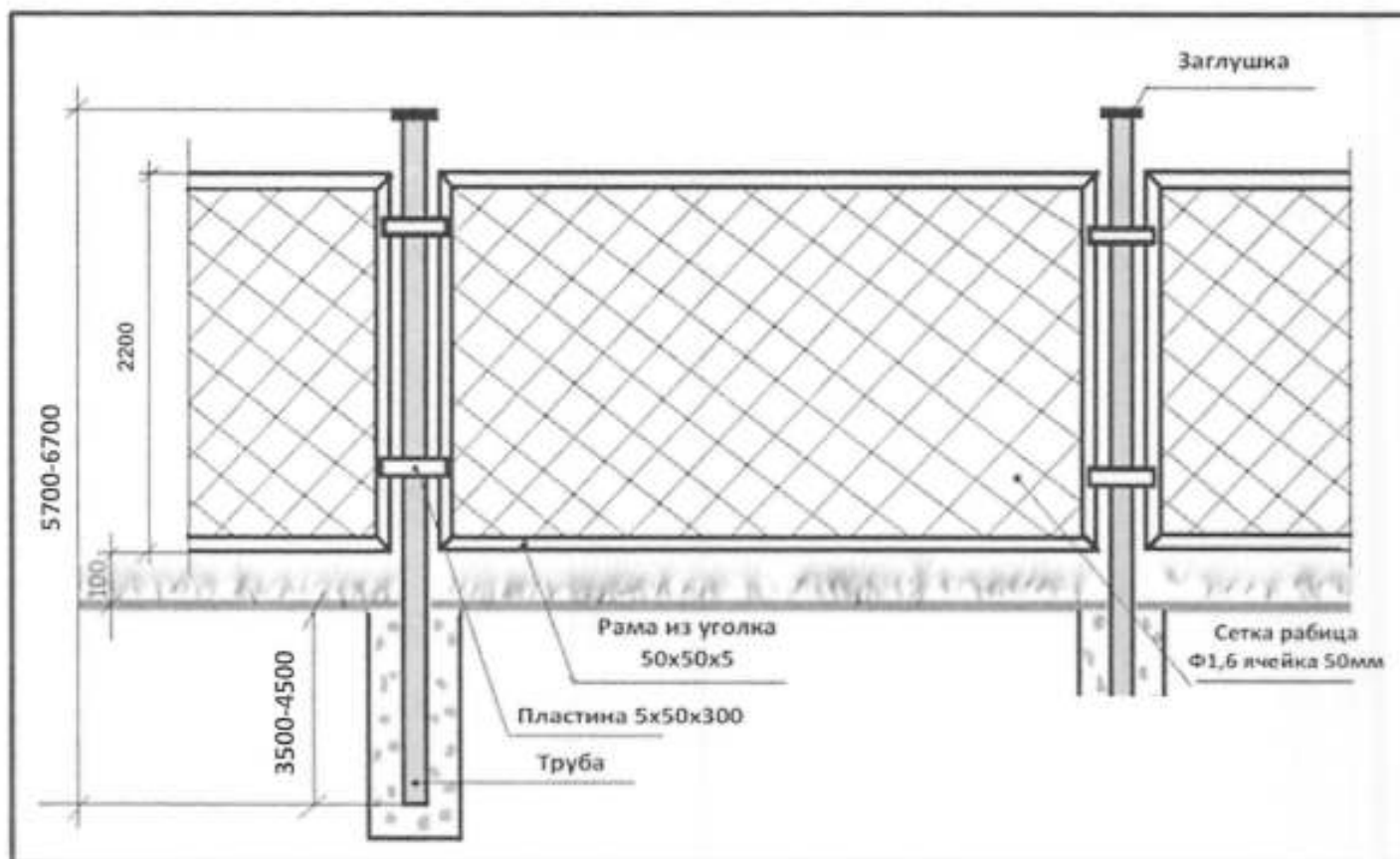
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ ОАО «СН – МНГ» 4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

14 октября 2015
На № МБ-800

№ СМ-2221
от 28.09.2015 г.

Начальнику ДПРПиОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-4 Южно-Островного м/р, КП-188 Аганского м/р.

Приложения: 1. ТУ №250-2015 от 13.10.2015 г. – на 3-х л. в 1 экз.;
 2. ТУ №251-2015 от 12.10.2015 г. – на 6-ти л. в 1 экз.

С уважением,

С.Ю. Мухин

Технические условия № 250-2015 от 13.10.2015г.
на электроснабжение КП-4 Южно-Островного м/р

Запрашиваемая мощность – 1492 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №226-2014 от 16.07.2014г., «О ТУ на КП-3 со строительством ПС-35/6кВ Южно-Островного м/р», выданных ОГЭ ОАО «СН-МНГ», в части строительства ПС-35/6кВ.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-4 Южно-Островного месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-4 Южно-Островного м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения: Резервные ячейки проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-3 Южно-Островного месторождения.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ в районе КП-3 Южно-Островного м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-4 – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-4 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. 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.
- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-4.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-4 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.21. 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.
- 2.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.23. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых 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».
- 2.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-4 Южно-Островного месторождения нефти:

- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



С.Ю. Мухин

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

17 09 2015г.
На № _____

№ МС-478
от _____ 2015г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

В ответ на исходящее письмо за № МБ-683 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 26 Ачимовского месторождения, КП № 236 Ватинского месторождения, КП № 466 Кетовского месторождения, КП № 16 Северо-Островного месторождения.

Взамен КП №№ 172, 405, 413 Ватинского месторождения направляю для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 186, 270, 271 соответственно. Взамен КП № 19 Северо-Островного месторождения направляю данные по КП № 196, взамен КП №№ 126_п, 132_п Северо-Покурского месторождения направляю данные по КП №№ 127, 128 соответственно.

Проектирование КП № 188 Аганского месторождения, КП № 43 Кетовского месторождения, КП № 20 Северо-Островного месторождения, КП № 4 Южно-Островного месторождения необходимо продолжить в соответствии с ранее выданными проектными данными (письма начальника ДГиН за №№ 05-284 от 29.07.2013г, 05-194 от 14.05.2014г, 05-299 от 17.07.2014г, 05-230 от 03.06.2014г соответственно).

Так же сообщаю, что КП №№ 52, 65, 82 Тайлаковского месторождения имеют действующие проекты обустройства. Для уточнения возможности их

реализации в адрес начальника УКСиРО 17.09.2015г был направлен запрос № МС-477 от 17.09.2015г (копию прилагаю). В случае получения отрицательного ответа в Ваш адрес будут направлены проектные данные и динамика и основных показателей разработки для проектирования новых КП в районе КП №№ 52, 65, 82 Тайлаковского месторождения (по возможности с использованием их земельных отводов).

- Приложение:
- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по № 26 Ачимовского месторождения – 3 листа.
 - 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 236 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 466 Кетовского месторождения – 3 листа.
 - 4) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 16 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 5) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 186 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 6) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 270 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 7) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 271 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 8) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 196 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 9) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 127 Северо-Покурского месторождения – 3 листа.
 - 10) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 128 Северо-Покурского месторождения – 3 листа.
 - 11) Копия письма за № МС-477 начальнику УКСиРО о возможности бурения КП № 52, 65, 82 Тайлаковского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

03 06 2014 г.
На № _____

№ 05-230
от _____ 20 ____ г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

Приложение:

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

С уважением,
Начальник ДГиН

М.О. Перегудов

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 4 Южно-Островного месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Островное	4	гор	Ач 2	80	47	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн	Ю1(1)	52	31	30
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	86	51	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	84	49	30
		нагн	Ю1(1)	26	15	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		нагн, в ППД	Ю1(1)			
		гор	Ю1(1)	87	52	30
		водоз	ПК			
		гор	Ю1(1)	85	50	30
		гор	Ю1(1)	87	52	30
Сумма				1262	745	
Ср. Q				70	41	

Проектные данные по КП № 4 Южно-Островного месторождения

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

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 4 Южно-Островного месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП №4										
1.1	Общий фонд скважин, шт	11	23	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т. ч. - добывающих	7	12	13	13	13	13	13	13	13	13
	- нагнетательных	3	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс. т	43	110	117	97	92	90	87	84	82	79
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	101	320	460	463	462	462	462	463	462	462
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	86	280	447	469	473	475	478	482	483	486
1.5	Ресурсы газа, млн.м ³	3,1	8,0	8,6	7,1	6,7	6,5	6,3	6,2	6,0	5,8

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

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

28 09 2015 г.
На № _____

№ 14-316
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-792 от 24.09.2015г. направляю перечень скважин КП № 4 Южно-Островного месторождения, КП № 188 Аганского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 2 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №4 Южно-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Отпуск, м3/сут по жид-ти	Отпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, кВт
Южно-Островного	***	4	гор	Ач2	80	47	30	5-80-2500	63
	***		ваги	Ю0(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю0(1)	84	49	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю0(1)					
	***		гор	Ю0(1)	84	49	30	5-80-2500	63
	***		возвт	ПК				5А-700-1900	250
	***		гор	Ю0(1)	88	51	30	5-80-2500	63
	***		ваги	Ю0(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю0(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю0(1)					
	***		гор	Ю0(1)	83	50	30	5-80-2500	63
	***		ваги	Ю0(1)	52	31	30	5-50-2500	45
	***		гор	Ю0(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю0(1)					
	***		гор	Ю0(1)	86	51	30	5-80-2500	63
	***		ваги	Ю0(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю0(1)	84	49	30	5-80-2500	63
	***		ваги	Ю0(1)	26	15	30	5-25-2500	32
	***		гор	Ю0(1)	87	52	30	5-80-2500	63
	***		нагн, в ППД	Ю0(1)					
	***		гор	Ю0(1)	87	52	30	5-80-2500	63
	***		возвт	ПК				5А-700-1900	250
	***		гор	Ю0(1)	85	50	30	5-80-2500	63
	***		гор	Ю0(1)	87	52	30	5-80-2500	63
					Сумм	1261	743		1492
					Ср. Q	70	41		

Открытое акционерное общество
 "Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

_____ 2015 г.
 На № _____

№ АН-147^А
 от 23 СЕПТЯБРЯ 2015 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	4	Ю-Островное	715833	656519	225°

Примечание: ТПН- отсутствует.
 Земли лесного фонда

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента
 планирования бурения и добычи нефти

 В.Г.Волков

Начальник отдела
 земельных отводов

 Д.В.Соловей

Ю-Островное м-е.

К-16

автозимник

289

К-2из.

К-3из.

К-26

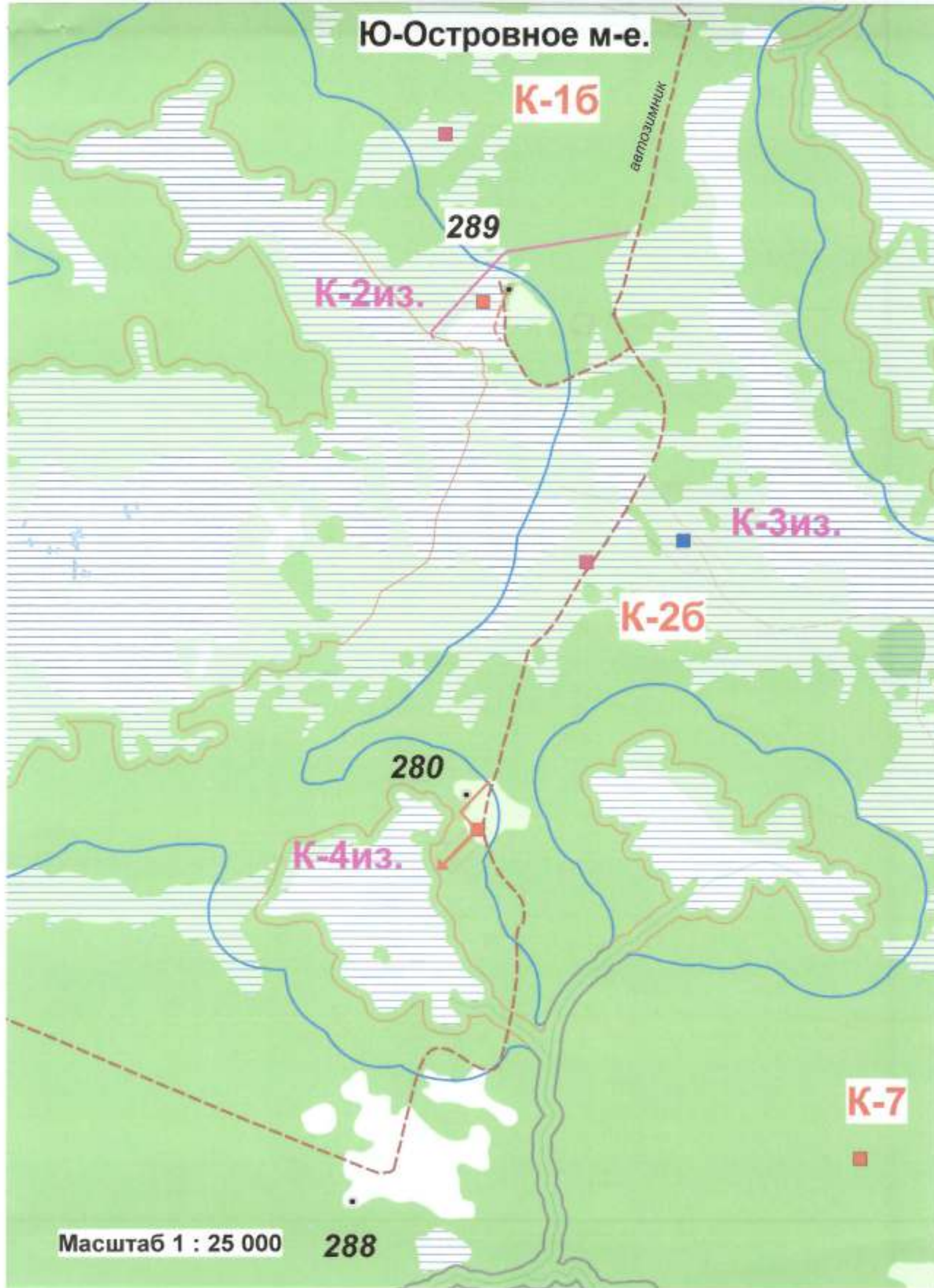
280

К-4из.

К-7

Масштаб 1 : 25 000

288



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

29 сентября 2015г.
На № _____

№ АТ-46/1001
от _____ 2015г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

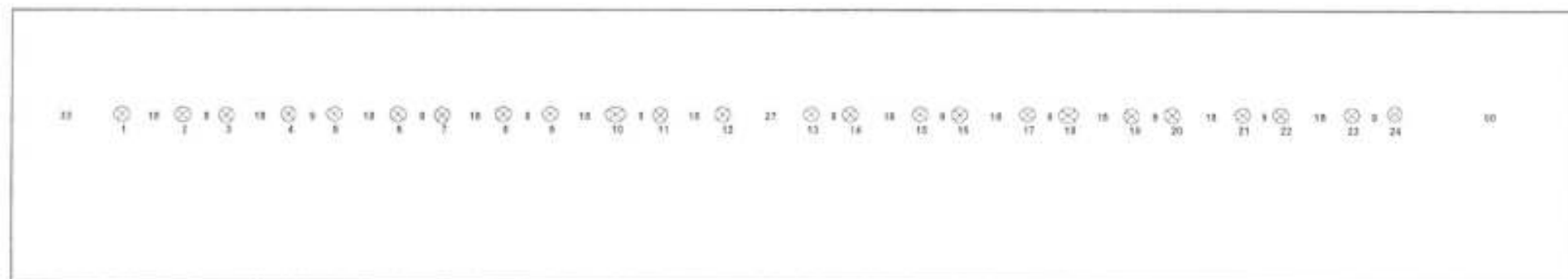
1. КП №4 Южно-Островного м/р - 1500м³;
2. КП №20 Северо-Островного м/р - 1500м³;
3. КП №188 Аганского м/р - 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС



А.Н. Терешун

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 4 ЮЖНО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 29.09.15 г.)
 [- зацепка БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
 Демонтажная зона - 90 м



Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

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

А.Н. Терещук

Д.И. Уразов