



УТВЕРЖДАЮ»

«Славнефть-Мегионнефтегаз»
Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

А. М. Пятаев

2015 г.

Задание на проектирование № 147-15
объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 19бис».

1.	Наименование объекта
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин № 19бис.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	Бизнес-план 2016-2018 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 № 19бис, 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, СП47.13330.2012.</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 № 19бис – 12 скважин:</u></p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №19бис</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>7,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>7,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №19бис	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание											
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №19бис	0,3	Возможна корректировка											
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка											
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка											

Нефтегазопровод к.19бис – т.вр. (Приложение № 1)	0,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.19,19бис – т.вр.к.115 (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.115 – т.вр.к.19бис (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка

– 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.

– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 19бис:

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
С-Островное	19б	гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		гор с МГРП	ЮВ1	120	71	30
		наги	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	117	69	30
		наги	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	108	64	30
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	108	64	30
		наги	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	101	60	30
		наги	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	98	58	30
		4	Сумма	962	571	
		0	Ср. Q	87	52	

– Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3.

– Планируемое погружное оборудование куста скважин № 19бис 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 в приложении № 1. | | |

- 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 № 19бис:
Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов, а также 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 кустов скважин ОАО «СН-МНГ».

	<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 № 19бис 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», Приказом Минприроды от 25.07.2011 г. № 650 «Об утверждении административного

	<p>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 «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». – 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-863 от 27.10.15 г., исх. № МР-474 от 15.10.15 г.</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение», исх. № СМ-2274 от 19.10.15 г.</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки», исх. № МС-478 от 17.09.15 г.</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование», исх. № 14-310 от 21.09.15 г.</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС», исх. № АН-140А от 01.10.15 г.</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины», исх. № АТ-46/974 от 22.09.15 г.</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» № СН-04-373 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-Мегоннефтегаз» 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</p>

	<p>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 промысловых 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. – Предоставить 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 организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.

	<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>

	<p>записки.</p> <p>Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</p> <p>Разработать сметную документацию на устройство и содержание площадки для складирования леса, а также на вывоз леса до площадки складирования.</p> <p>Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах Гранд-смета, *.agr, *.xml, *.xls.</p>
--	---

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР



Р. Х. Хатипов

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 147-15
объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 19бис».

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

Николаев Д. А.

(подпись)
" " 2015 г.

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

Тухфатуллин И. Г.

(подпись)
" " 2015 г.

Начальник Управления
капитального строительства
и ремонта объектов
ОАО «СН-МНГ»

Лещенко Е. В.

(подпись)
" " 2015 г.

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

Бабкин С. Н.

(подпись)
" " 2015 г.

Заместитель
Главного инженера
ОАО «СН-МНГ»

Седякин А. С.

(подпись)
" " 2015 г.

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

Финк А. В.

(подпись)
" " 2015 г.

Главный инженер
Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»

Евдокимов В. В.

(подпись)
" " 2015 г.

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

Трубин В. М.

(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

27 октября 2015

На № _____

№ МБ-863

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-43 Кетовского месторождения нефти, КП-19бис Северо-Островного месторождения нефти, направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по объектам:

1. «Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин №43». УПКС № 14-23172015;
2. «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №19бис». УПКС № 14-23182015.

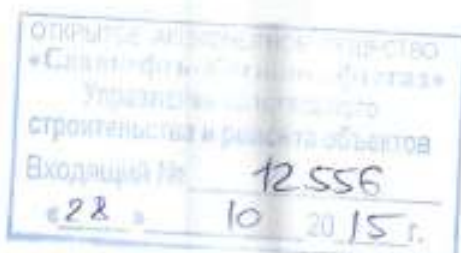
Приложение:

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

С уважением,
Начальник

Журавель О.В.
тел.46-133

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 Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 19бис»

1.	Наименование объекта																					
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин № 19бис.																					
2.	Географическое положение объекта																					
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной лицензионный участок.																					
3.	Основание для проектирования																					
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																					
4.	Заказчик																					
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																					
5.	Вид строительства																					
	Капитальное строительство.																					
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																					
	2017г.																					
7.	Условия ввода в эксплуатацию																					
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																					
8.	Состав проектируемого объекта:																					
	<u>Куст скважин № 19бис – 12 скважин:</u>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №19бис</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>7,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>7,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.19бис – т.вр. (Приложение № 1)</td><td>0,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.19,19бис – т.вр.к.115 (Приложение № 1)</td><td>3,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.115 – т.вр.к.19бис (Приложение № 1)</td><td>3,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №19бис	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.19бис – т.вр. (Приложение № 1)	0,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.19,19бис – т.вр.к.115 (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.115 – т.вр.к.19бис (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №19бис	0,3	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №19бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,5	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.19бис – т.вр. (Приложение № 1)	0,5	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод т.вр.к.19,19бис – т.вр.к.115 (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка																				
Высоконапорный водовод т.вр.к.115 – т.вр.к.19бис (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка																				
	<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;																					

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 19бис:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Плает	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
С-Островное	19б	гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		гор с МГРП	ЮВ1	120	71	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	117	69	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	108	64	30
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	108	64	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	101	60	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	98	58	30
		4	Сумма	962	571	
		0	Ср. Q	87	52	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 19бис 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 применением 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 (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. 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 нефтебора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в

	<p>ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Требования к организации системы ППД куста № 19бис: 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 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 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 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 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 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

	<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> <p>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</p>
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 № 19бис 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

	<p>безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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.	<p>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»</p> <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.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p> <ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p> <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.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p> <p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p>


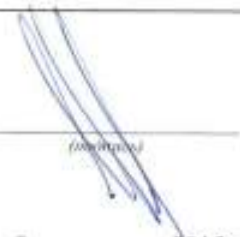


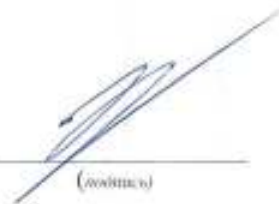
	Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия 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 ОПЮМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 19бис»

<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

" 15 " 10 2015 г.
На № _____

№ МР - 174
от «__» _____ 2015г.

Начальнику ДПП 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 № 19 бис».

/ С уважением,
Начальник

М.Г. Разин

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

М.Г. Разин
« _ » _ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объектам
«Обустройство Северо- Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 19 бис»

1. Месторождение, район строительства	Северо-Островное месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	1 Этап. Нефтегазопровод «к.19 бис. – т.вр». 2 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.19,19 бис. – т.вр.к.115». 3 Этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.115 – т.вр.к.196 ».
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	1 Этап. Нефтегазопровод «к.19 бис. - т.вр». От к.19бис по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора Локосовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 962/571$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом. 2 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.19,19 бис. – т.вр.к.115». От т.вр.к.19,19бис по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора Локосовского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

	<p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p>3 Этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.115 – т.вр.к.19б ».</p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-Локосовского м/р на к.19бис..</p> <p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 800$.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p>Объем жидкости с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> –Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; –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); –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); –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от

	<p>внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</p> <ul style="list-style-type: none"> –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода рассмотреть варианты применения 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; –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 ДТТ; –Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. –Срок эксплуатации нефтегазопровода и высоконапорного водовода 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.
--	---

	<ul style="list-style-type: none"> -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 существующие трубопроводы. 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 трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см² необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации; -Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210кг/см². -Фланцевые соединения нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов применить согласно рабочему давлению. -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

–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

	<p>теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</p> <p>–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;</p> <p>–Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</p> <p>–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.</p> <p>–При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
<p>6. ОТ, ПБ и ООС</p>	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <p>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p>По защите окружающей среды</p> <p>- Разработать природоохранные меры по предотвращению</p>

	<p>отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>
7. Особые условия	<p>-Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</p> <p>-Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</p> <p>-Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</p> <p>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <p>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:
Инженер 2 категории ГИиНТ



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 трубопроводов проектируемых кустов №19 бис Северо-Островного месторождения нефти. Приложение №1

K-114

104p

2 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L-3,4 км

**Предусмотреть ЗКЛ для
подключения
существующих и
проектируемых кустов**

3 Этап. Проектируемый
высоконапорный водовод L-3,4 км.

K-115

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L=0,5 км

K-19

96p

К-19 бис

Исполнитель

Должность: Инженер 2 категории ГИиНТ

Ф.И.О.: Щедранов Р.С

ПОДПИСЬ

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, тройники, в сущ. задвижку) 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)

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:

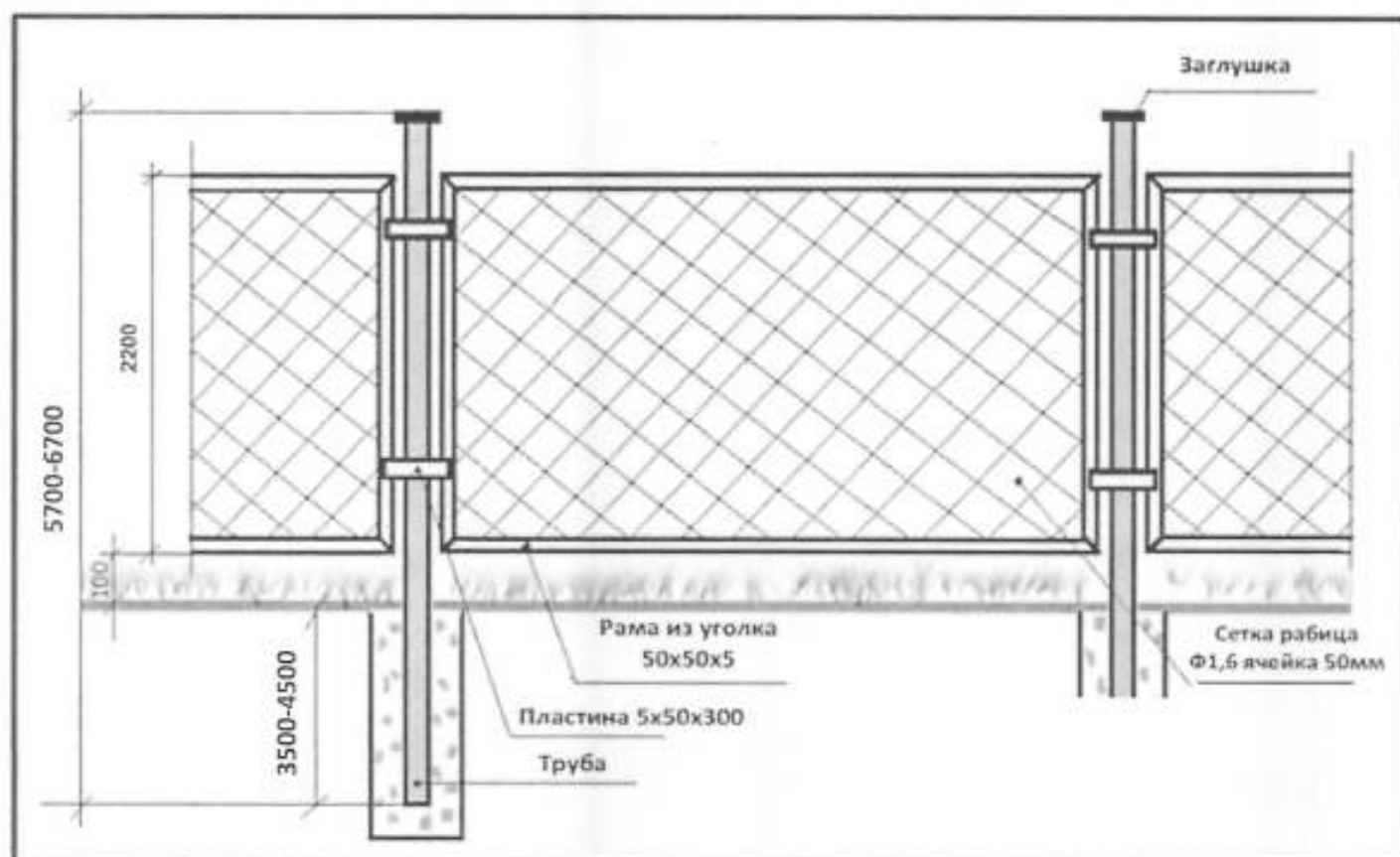
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- 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;

НГП№3 АНГДУ ОАО «СН-МНГ» 4-45-12

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

19 октября 2015
На № МБ-774

№ СМ-2274
от 21.09.2015 г.

Начальнику ДПРПиОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-186
Ватинского м/р, КП-19бис Северо-Островного м/р, КП-46бис Кетовского м/р.

Приложения:

1. ТУ №261-2015 от 15.10.2015 г. – на 4-х л. в 1 экз.;
2. ТУ №262-2015 от 15.10.2015 г. – на 2-х л. в 1 экз.;
3. ТУ №263-2015 от 15.10.2015 г. – на 3-х л. в 1 экз.

С уважением,

С.Ю. Мухин

Технические условия № 262 - 2015 от 15.10.2015г.
на электроснабжение КП-19бис Северо-Островного м/р.
Запрашиваемая мощность – 1110 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-19бис Северо-Островного м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Подключение электроустановок КП-31 возможно только после выполнения I этапа технических условий на электроснабжение КП-18 Северо-Островного м/р согласно письма ООО «МЭН» №02-14/2560 от 20.08.2014 года, в части строительства ПС 35/6кВ в районе КП-18 на Северо-Островном месторождении нефти.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
7. **Проектом предусмотреть:**
 - 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-19бис.
 - 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 7.4. Точки подключения: Резервные ячейки проектируемой ПС-35/6кВ в районе КП-18 Северо-Островного месторождения. Номера ячеек определить при проектировании.
 - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ в районе КП-18 Северо-Островного м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 7.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-19бис – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
 - 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-19бис с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 7.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 7.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».

- 7.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 7.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 7.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 7.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 7.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 7.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 7.20. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-19бис.
- 7.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН 6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 7.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 7.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-19бис по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 7.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 7.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 7.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

И.о. первого заместителя
генерального директора –
главного инженера

А.Н. Марченко

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

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 196
Северо - Островного месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
С-Островное	196	гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		гор с МГРП	ЮВ1	120	71	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	117	69	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	108	64	30
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	ЮВ1	108	64	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	101	60	30
		нагн	ЮВ1	45	27	30
		гор с МГРП	ЮВ1	98	58	30
		4	Сумма	962	571	
		0	Ср. Q	87	52	

Проектные данные по КП № 196 Северо - Островного месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газосодер жанье м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Северо-Островное	196	ЮВ1	12	7	4	0	1	962	571	800	180	Ю1 - 46	Ю1 - 100	ЭЦН
1	того по месторождению			12	7		0	1							

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 № 196 Северо-Островное месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
I	196										
1.1	Общий фонд скважин, шт	-	-	10	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	-	-	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	-	2	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс. т	-	-	52,8	78,8	64,5	60,8	57,8	55,2	52,8	50,6
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	-	-	137,6	278,6	276,9	277,6	276,9	276,9	276,9	277,6
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. т	-	-	53,6	254,2	283,2	284,0	283,2	283,2	283,2	284,0
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	-	-	2,4	3,6	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4	2,3

Начальник ОПиМПР

Исп. Тимиргалова Н.Н.
тел. 4-64-75



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

21 09 2015 г.
На № _____

№ 14-310
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-765 от 18.09.2015г. направляю перечень скважин КП № 16, 19 бис Северо-Островного месторождения, КП № 127, 128 Северо-Покурского месторождения, КП № 271, 186, 270, 236 Ватинского месторождения, КП № 26 Ачимовского месторождения, КП №46 бис Кетовского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 10 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №196 Северо-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Отпуск, м3/сут по зап.-ти	Отпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый запас	Мощность ПЭД, кВт
Северо-Островного	***	196	гор с МГРП	ЮВН	120	77	30	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	ЮВН	120	71	30	5-125-2500	90
	***		платн	ЮВН	45	27	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВН	117	69	30	5-125-2500	90
	***		платн	ЮВН	45	27	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВН	108	64	30	5-125-2500	90
	***		платн	ПК				6-800-1900	300
	***		гор с МГРП	ЮВН	108	64	30	5-125-2500	90
	***		платн	ЮВН	45	27	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВН	101	60	30	5-125-2500	90
	***		платн	ЮВН	43	27	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВН	93	58	30	5-125-2500	90
				Сумма	962	571			1110
				Ср.О	87	52			

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 окт 2015 г.
На № _____

№ _____
от _____ 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	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	19бис	Северо-Островное	762948	655891	100°

Примечание: ТТП- отсутствует.
Земли лесного фонда

Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

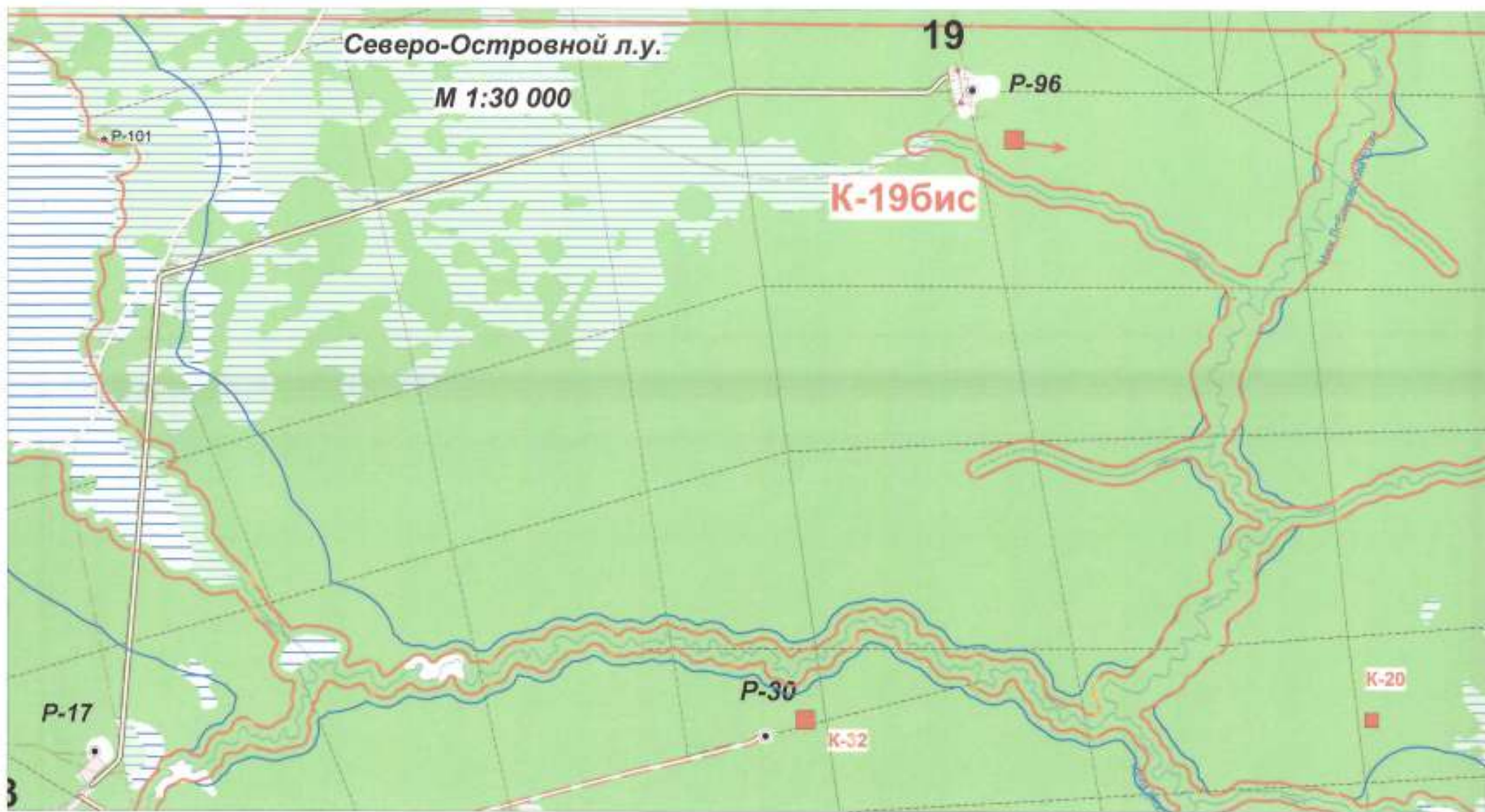


М.Ф.Старицын

Начальник отдела
земельных отводов



Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-73-93, факс (34643) 4-73-93

22 09 2015г.
На № _____

№ ДТ-46/974
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 типовую схему разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП №№196,16 Северо-Островного м/р - 1500м³;
2. КП №26 Ачимовского м/р - 1500м³;
3. КП №466 Кетовского м/р - 1500м³;
4. КП №№236,271,186,270 Ватинского м/р - 1300м³;
5. КП №466 Тайлаковского м/р - 1500м³;
6. КП №№127,128 Северо-Покурского м/р - 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС

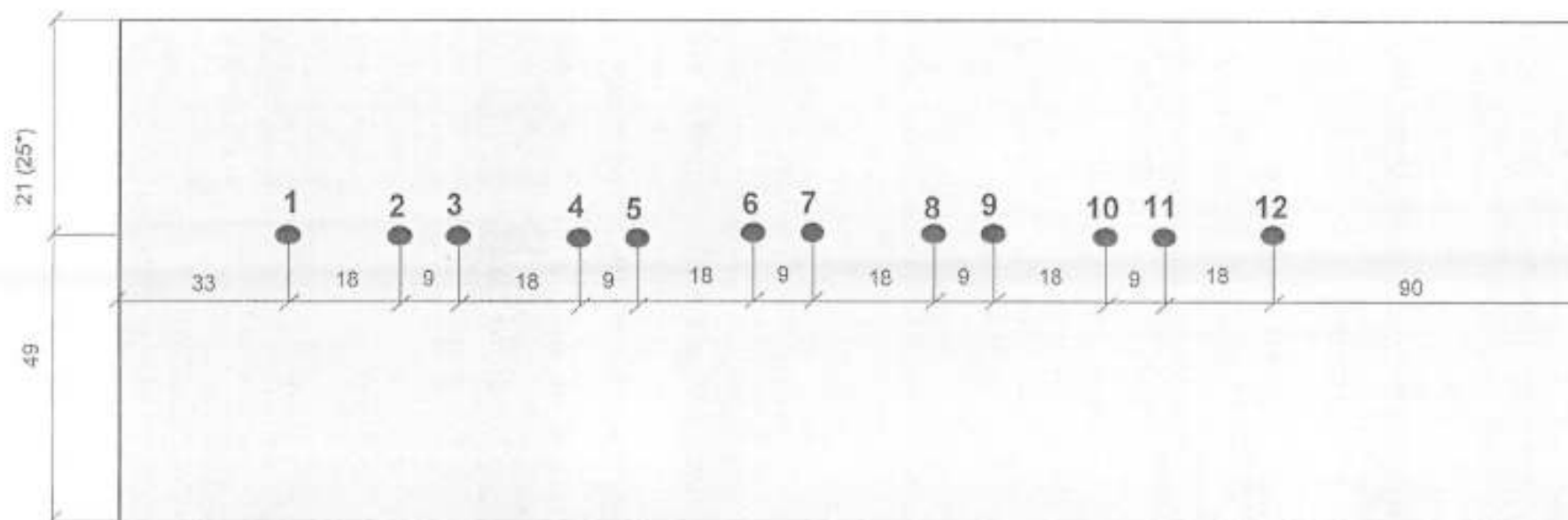


А.Н. Терешун

ТИПОВАЯ СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТОВ №№196, 16 СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО, 26 АЧИМОВСКОГО, 48Б КЕТОВСКОГО, 236,271,186,270
ВАТИНСКОГО, 48Б ТАЙЛАКОВСКОГО, 127,128 СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (на 22.09.15 г.)

L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м

Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

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

Терешун А.Н.

Уразеев Д.И.