

«СОГЛАСОВАНО»

ООО «Славнефть-Нижневартовск»

Генеральный директор

О.В. Пирогов

«20» 05 2015 г.



«УТВЕРЖДАЮ»

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Главный инженер

А.М. Пятаев

«20» 05 2015 г.



**Задание на проектирование № 37-15
объекта «Обустройство Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 17, скважина № 322Р».**

1.	Наименование объекта
	Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин № 17, скважина № 322Р.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский 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
	2016 г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.

	Предусмотреть поэтапный ввод объекта в эксплуатацию.																		
11.	<p>Потребность в инженерных изысканиях</p> <p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки № 17, скважины № 322Р, 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 Нижневартовского района 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.	<p>Требования к выделению пусковых комплексов</p> <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.	<p>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</p>																		
13.1	<p><u>Куст скважин № 17 – 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 № 17</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к. 17 - т.вр. в н/сб с к.13 (1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к. 17 - т.вр. в н/сб с к.13 (2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 17	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к. 17 - т.вр. в н/сб с к.13 (1 нитка) (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к. 17 - т.вр. в н/сб с к.13 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 17	1,5	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к. 17 - т.вр. в н/сб с к.13 (1 нитка) (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к. 17 - т.вр. в н/сб с к.13 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,3	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 № 17:

месторождение	№ скв	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Островное		17	гор	ЮВ1	193	98	40
			гор	ЮВ1	125	63	40
			гор	ЮВ1	168	85	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	193	98	40
			водоз	ПК			
			гор	ЮВ1	125	63	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	209	106	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	99	50	40
			водоз	ПК			
10				Сумма	1262	638	
				Ср. Q	126	64	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3.**
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 17 представлено в **Приложении № 4.**

Скважина № 322Р:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до скважины № 322Р	0,2	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на скважину №322Р в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на скважину №322Р в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод скв. № 322Р – т.вр. в н/сб с к.13 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод скв. № 322Р – к.17 (Приложение № 1)	0,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод скв. № 322Р -- к.11 (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка

- Координаты разведочной скважины представлены в **Приложении № 5.**
- Расчетные параметры работы скважины № 322Р:

месторождение	№ скв	Месяц ввода	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
Островное	322Р	январь.17		нагн	ЮВ1	300	152	40
1					Сумма	300	152	
					Ср. Q	300	152	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3.**
- Планируемое погружное оборудование скважины № 322Р 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.
- 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-МН" 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.
- Требования к организации системы ПИД куста № 17:
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 проектным данным и динамике основных показателей

- 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 проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по утилизации (переработке) 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».
 - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора.
 - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса.
 - При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций.
 - По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики.
 - Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта, а также другой информации согласно принятым локальным актам заказчика.
 - В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, Р-02, М-04, Р06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).
 - Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем

	<p>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, 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.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85). – При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85). – Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20). <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.). – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями. – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98). <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ.</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 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 22.07.2008г. № 123-ФЗ.</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.
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 № 17 и скважина № 322Р расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена

	<p>противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах. п.19).</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 бурение скважин и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	<p>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</p> <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.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды</p> <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 регламента ФС по надзору в сфере природопользования по предоставлению государственной услуги по выдаче разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (за исключением радиоактивных веществ)», Градостроительным кодексом Российской Федерации, Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформить отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». <p>Получить все согласования и экспертизы эксплуатирующих и надзорных</p>

	организаций.
18.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48, пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
19.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Постановления Правительства РФ № 390 от 25.12.2012 года, Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
20.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД», исх. № МБ-154 от 10.03.15 г., исх. № МР-69 от 25.02.15 г.</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение», исх. № ВКС-191 от 19.01.15 г.</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки», исх. № МС-14 от 13.01.15 г.</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование», исх. № 14-03 от 15.01.15 г.</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС», исх. № АН-84А от 14.01.15 г., № АН-31 от 15.01.15 г.</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины», исх. № ДБ-46/28 от 15.02.15 г.</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» от 15.01.15 г.</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Островного месторождения».</p> <p>Приложение № 10 «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» от 22.08.14 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>
21.	Требования к составу и оформлению ПД/РД
	<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.

	<ul style="list-style-type: none"> – 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.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
23.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<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 экспертного заключения по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
24.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.

25.	Срок выдачи гендерной 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>Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</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 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:

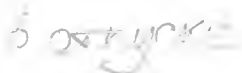
Ведущий инженер ООИИР



Р. Х. Хатиров

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 37-15
объекта «Обустройство Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 17, скважина № 322Р».

Директор по капитальному
строительству
ОАО «СН-МНГ»



(подпись)

Николаев Д. А.

" " 2015 г.

Заместитель
Главного инженера
по производству
ОАО «СН-МНГ»



Седякин А. С.

" " 2015 г.

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



(подпись)

Тухфатуллин И. Г.

" " 2015 г.

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



Финк А. В.

" " 2015 г.

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



(подпись)

" " 2015 г.


Главный инженер
Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»



Евдокимов В. В.

" " 2015 г.

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



(подпись)

Бабкин С. Н.

" " 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

№ 03 2015 г.
На № _____

№ МБ-154
от _____ 2015 г.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

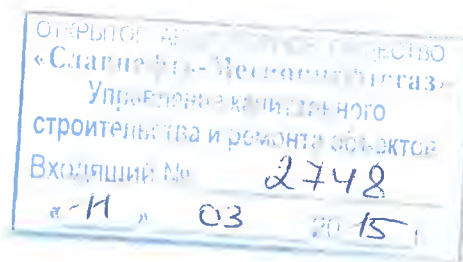
*Хачатур Р.Х.
Генеральный директор*
13.05.15
**О направлении
технических условий.**

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин № 17, скважина № 322Р». УПКС №14-21312015.

С уважением,
Начальник

М.Н. Бессонов
М.Н. Бессонов



Журавель О.В.
тел.46-133

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 Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 17, скважина № 322Р».

1.	Наименование объекта																		
	Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин № 17, скважина № 322Р.																		
2.	Географическое положение объекта																		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Южно-Островной лицензионный участок.																		
3.	Основание для проектирования																		
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																		
4.	Заказчик																		
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																		
5.	Вид строительства																		
	Капитальное строительство.																		
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																		
	2016г.																		
7.	Условия ввода в эксплуатацию																		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																		
8.	Состав проектируемого объекта:																		
	<u>Куст скважин № 17 – 12 скважин:</u>																		
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 17</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.17 – т.вр. в н/сб с к.13 (1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.17 – т.вр. в н/сб с к.13 (2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 17	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.17 – т.вр. в н/сб с к.13 (1 нитка) (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.17 – т.вр. в н/сб с к.13 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 17	1,5	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №17 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.17 – т.вр. в н/сб с к.13 (1 нитка) (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.17 – т.вр. в н/сб с к.13 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,3	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 № 17:

месторождение	№ скв	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Островное		17	гор	ЮВ1	193	98	40
			гор	ЮВ1	125	63	40
			гор	ЮВ1	168	85	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	193	98	40
			водоз	ПК			
			гор	ЮВ1	125	63	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	209	106	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	99	50	40
			водоз	ПК			
10				Сумма	1262	638	
				Ср. Q	126	64	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 17 представлено в Приложении № 4.

Скважина № 322Р:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до скважины № 322Р	0,2	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на скважину №322Р в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на скважину №322Р в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод скв. № 322Р – т.вр. в н/сб с к.13 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод скв. № 322Р – к.17 (Приложение № 1)	0,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод скв. № 322Р – к.11 (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка

- Координаты разведочной скважины представлены в Приложении № 5;
- Расчетные параметры работы скважины № 322Р:

месторождение	№ скв	Месяц ввода	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Островное	322Р	январь.17		нагн	ЮВ1	300	152	40
I				Сумма		300	152	
				Ср. Q		300	152	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование скважины № 322Р представлено в Приложении № 4.

9.	Требования к техническим решениям
	<p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. – 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. – Требования к организации системы ППД куста № 17: 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 проектных данных и динамики 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 в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть бурение без организации строительства площадки под временное складирование отходов бурения. 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 проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по утилизации (переработке) 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 аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: 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, 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

	<p>и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением 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 - С0 (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 легкобросываемые 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 - С0 (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 № 17 и скважина № 322Р расположены 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 объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод». – 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 25.12.2012 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 промысловых

	<p>трубопроводов»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Островного месторождения».</p>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	<p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

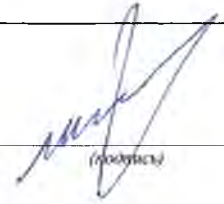
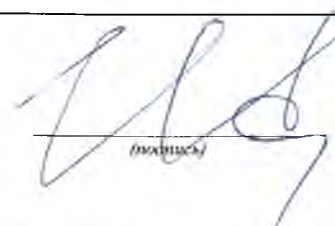
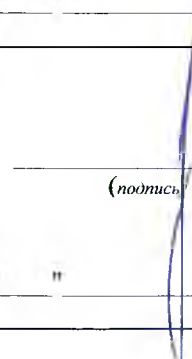

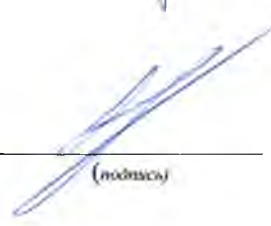
Исполнитель:

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 17, скважина № 322Р»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В. " " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Новичков А.А. " " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Гортиков А.А. " " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</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

" 25 " 02 2015 г.
На № _____

№ МР - 69
от «__» _____ 2015г.

**Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову**

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам техническое условие для разработки проектно-сметной документации по объекту: «Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин № 17 и скважина № 332Р».

Приложение: ТУ – 8 л., 1э.

**С уважением,
Начальник**



М.Г.Разин

К.В. Кондратьева
тел. 46-762

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

_____ М.Г. Разин
« ____ » _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Островного месторождения нефти.
Куст скважин № 17 и скважина № 322Р».

1. Месторождение, район строительства	Островное месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «Скв №322Р - т.вр. в н/сб с к.13» Нефтегазопровод «Скв №322Р - к.17» Нефтегазопровод «Скв №322Р - к.11» Нефтегазопровод «к.17- т.вр. в н/сб с к.13» (2 нитки)
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «Скв №322Р - т.вр. в н/сб с к.13» От скв №322Р по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на УПН Ново-Покурского месторождения. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 300/152$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «Скв №322Р - к.17» От скв №322Р по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на к.17 Островного месторождения. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 300/152$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «Скв №322Р - к.11» От скв №322Р по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на к.11 Островного месторождения. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 300/152$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>

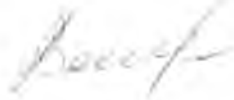
	<p>Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>4,5 этапы. Нефтегазопровод «к.17- т.вр. в н/сб с к.13» (2 нитки)</p> <p>От к.17 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на УПН Ново-Покурского месторождения.</p> <p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1562/790$</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>
5. Требования к техническим решениям	<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; –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 внутренней и наружной коррозии (внутреннее покрытие, ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –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 узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; –Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. –Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет;

	<p>Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);</p> <p>– На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.</p> <p>– В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</p> <p>– Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;</p> <p>– Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;</p> <p>– Максимальное рабочее давление не должно превышать 35 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;</p> <p>– Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;</p> <p>– Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;</p> <p>– 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);</p> <p>– 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. <p>Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги</p>
--	--

	<p>до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;</p> <p>–Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.</p> <p>–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:</p> <p style="padding-left: 40px;">а) «холодная» врезка,</p> <p style="padding-left: 40px;">б) врезка тройником,</p> <p style="padding-left: 40px;">в) подключение в существующую задвижку</p> <p>–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);</p> <p>–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.</p> <p>–Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать 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</p>
--	---

	<p>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>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

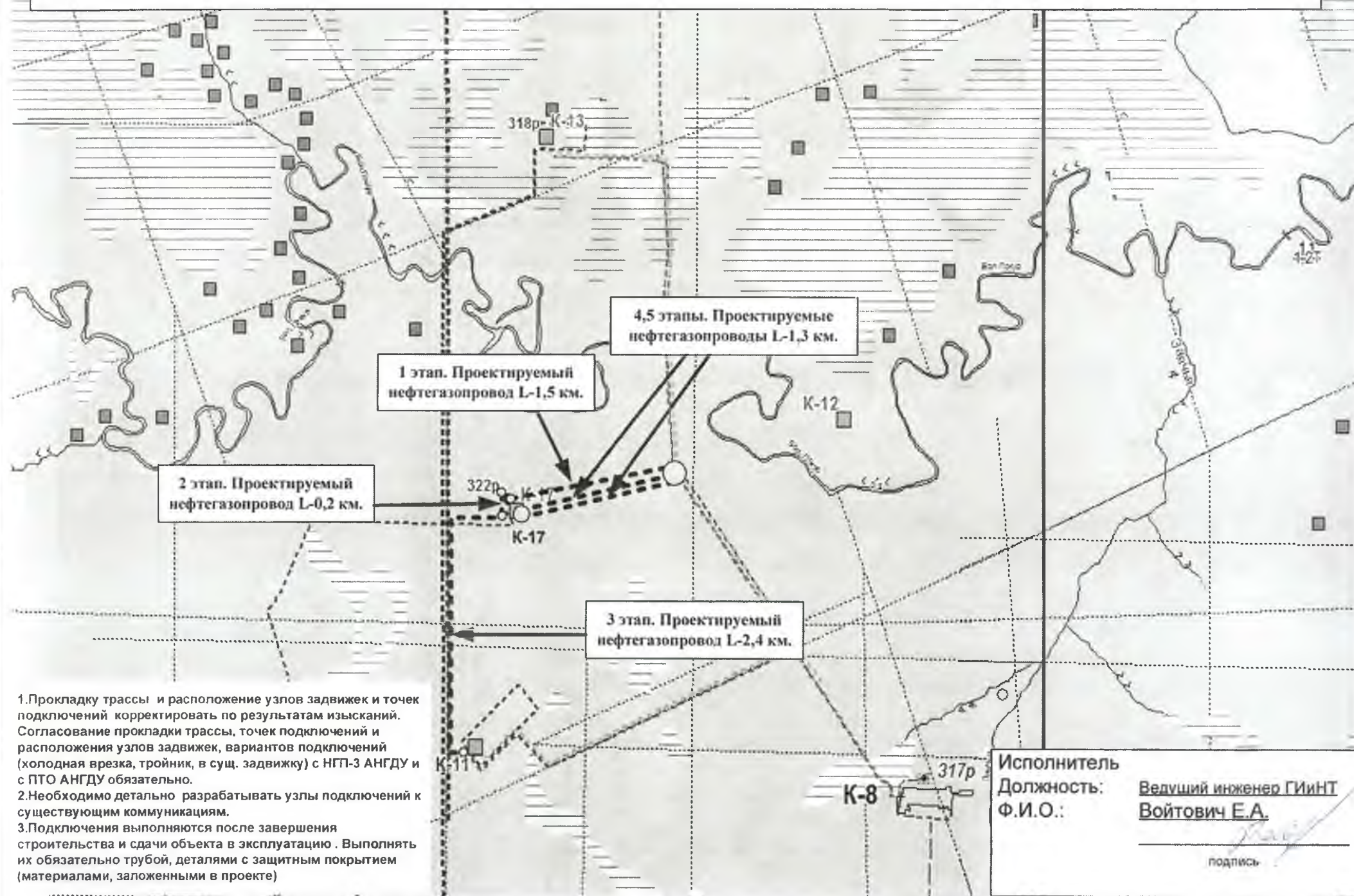
Начальник департамента
перспективного развития производства и
обустройства месторождений
ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В.Евдокимов



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

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:

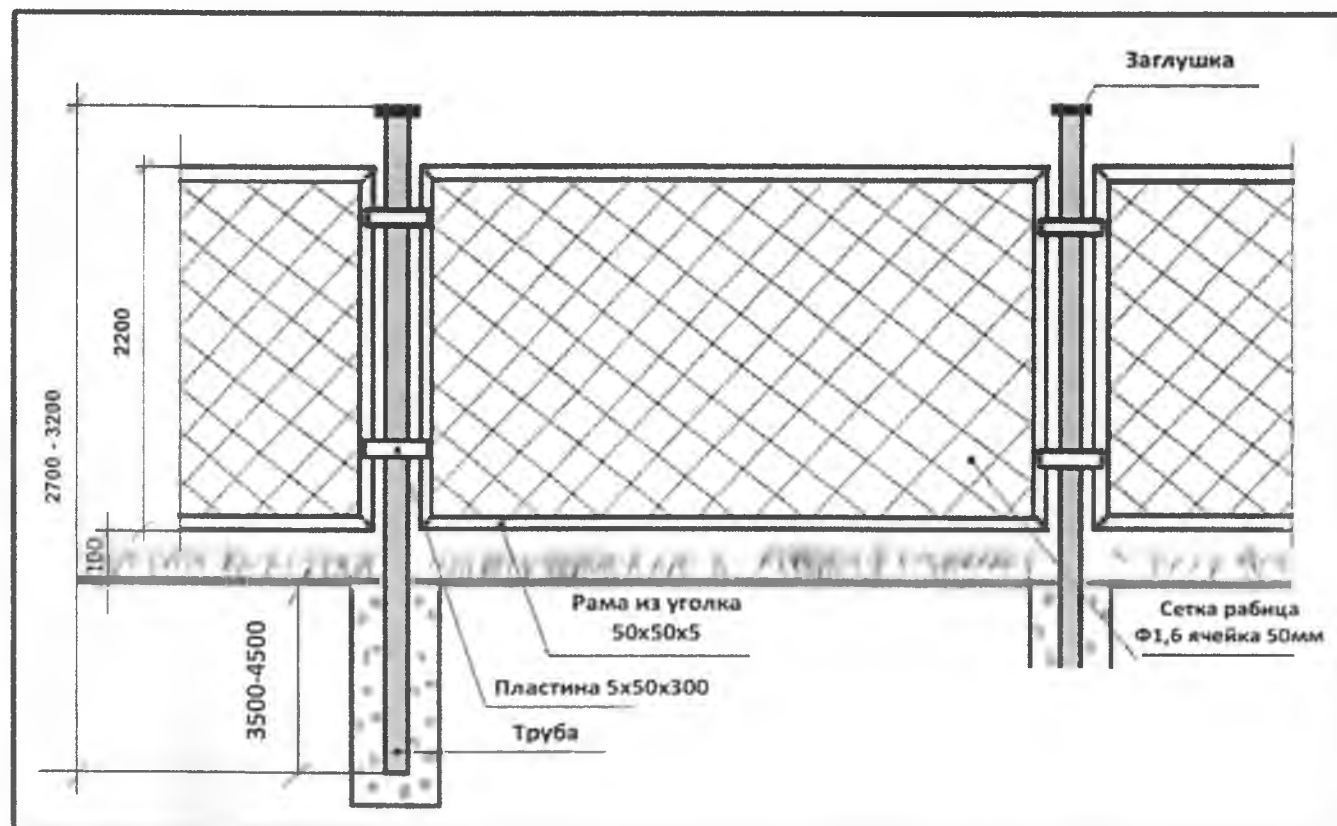
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

Р – давление проектное(кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

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

19 01 2015 г.
На № _____

№ ВКС- 194
от _____ 2015 г.

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-17, скв 322р
Островного м/р, КП-67, КП-68 Мегионского м/р.

Приложение: 1. ТУ №20-2015 от 29.01.2015г. - 3 листа в 1 экз.;
2. ТУ №21-2015 от 29.01.2015г. - 3 листа в 1 экз.



В.Е. Сыровежкин

Технические условия № 20-2015 от 29.01.2015г.

на электроснабжение КП-17 и скважины №322Р Островного м/р

Запрашиваемая мощность: КП-17 – 1420 кВт

Скважина №322Р – 200 кВт

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №297-2014 от 16.09.2014г., выданных ОАО «СН-МНГ» на электроснабжение КП-13, в части строительства ВЛ-6кВ.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-17 и скважины №322Р Островного месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-17, скважины №322Р Островного м/р.

2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.

2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.

2.1.4. Предусмотреть два этапа подключения:

2.1.4.1. I этап (для электроснабжения скважины №322Р):

- Строительство ВЛ-6кВ №1 от проектируемых ВЛ-6кВ на КП-20 до скважины №322Р. Номер опоры в точке врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- Строительство ВЛ-6кВ от проектируемой ВЛ-6кВ №1 на скважину 322Р до КП-17.

2.1.4.2. II этап (возможен только после строительства ВЛ-6кВ №1,2 от ПС-35/6кВ «Островная» до КП-13):

- Строительство ВЛ-6кВ №2 от проектируемых ВЛ-6кВ на КП-13 до КП-17. Номер опоры в точке врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- Строительство ВЛ-6кВ до точки подключения ВЛ-6кВ №1 (согласно I этапа) от проектируемых ВЛ-6кВ на КП-13 с переводом нагрузки КП-17 с ВЛ-6кВ до КП-20 на ВЛ-6кВ до КП-13. Номер опоры в точке врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Островная» 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-17, скважины №322Р – в соответствии с ГОСТ 13109-97.

2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-17 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 подъема 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 отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КЛ-17, скважины 322Р.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи планечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КЛ-17, скважины №322Р 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, проверку 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 от 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 КТП-17, скважины №322Р Островного месторождения нефти:
- 3.2. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.3. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.4. 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»**



В.Е. Сыровоскин

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

13 08 2015 г.
На № _____

№ 115-14
от _____ 2015 г.

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

О предоставлении проектных данных

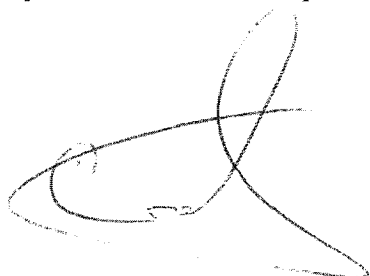
Уважаемый Михаил Николаевич!

В соответствии с п.1 протокола совещания по обустройству скважины № 322Р Островного месторождения от 12.01.2015г., направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по скважине №322Р и по КП №17 Островного месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки скв. №322Р Островного месторождения;
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №17 Островного месторождения.

С уважением,
Начальник ДГиН



М.Ф. Старицын

Проектные данные по скважине № 322Р Островного месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст/скважина	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газовый фактор м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
2	Островное	322Р	ЮВ1	1	0	1	0	0	300	152	250	180	73	89,6	ЭЦН
	Итого по месторождению			1	0	1	0	0	300	152	250				

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 скв № 322Р Островного месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	скв № 322Р										
1.1	Общий фонд скважин, шт	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	в т. ч. - добывающих	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- нагнетательных	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	41	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	110	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	8	91	92	91	92	91	91	91	92	91
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Начальник отдела ОПиМНР

А.М. Горбань

Расчетные параметры работы скв. № 322Р Островного месторождения

месторождение	№ скв	Месяц ввода	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Островное	322Р	январ.17		наги	ЮВ1	300	152	40
1					Сумма	300	152	
					Ср. Q	300	152	

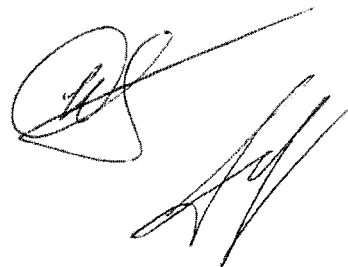
Проектные данные по КП № 17 Островного месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст/скважина	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газовый фактор м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Островное	17	ЮВ1	12	7	3	0	2	1262	638	1200	180	73	89,6	ЭЦН
	Итого по месторождению			12	7	3	0	2	1262	638	1200				

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 № 17 Островного месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №17										
1.1	Общий фонд скважин, шт	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	75	103	90	89	87	86	84	83	82	81
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	134	363	465	462	463	462	462	462	463	462
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м³	292	438	438	438	438	438	438	438	438	438
1.5	Ресурсы газа, млн.м³	5,5	7,5	6,5	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9

Начальник отдела ОПиМНР

А.М. Горбань

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 17
Островного месторождения

месторождение	№ скв	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Островное		17	гор	ЮВ1	193	98	40
			гор	ЮВ1	125	63	40
			гор	ЮВ1	168	85	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	193	98	40
			водоз	ПК			
			гор	ЮВ1	125	63	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	209	106	40
			нагн	ЮВ1	50	25	40
			гор	ЮВ1	99	50	40
			водоз	ПК			
10				Сумма	1262	638	
				Ср. Q	126	64	



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

15 01 2015 г.
На № МБ-06

№ 14-03
от 14 01 2015 г.

Начальнику ДпоНП ТИТ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх. № МБ-06 от 14.01.2015 г. направляю перечень скважин КП № 17, и скважины № 322Р Островного месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 1 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №17 Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид-ти	Qпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПВД, кВт
Островное	***	17	гор	Ю1	193	98	40	5-200-2500	125
	***		гор	Ю1	125	63	40	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1	168	85	40	5a-160-2500	90
	***		наги	Ю1	50	25	40	5-50-2500	45
	***		гор	Ю1	193	98	40	5-200-2500	125
	***		водоз	ПК				5a-500-1900	250
	***		гор	Ю1	125	63	40	5-125-2500	90
	***		наги	Ю1	50	25	40	5-50-2500	45
	***		гор	Ю1	209	106	40	5-200-2500	125
	***		наги	Ю1	50	25	40	5-50-2500	45
	***		гор	Ю1	99	50	40	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				5a-700-1900	300
				Сумма	1262	638			1420
				Ср.Q	126	64			

Расчетные параметры работы скважины №322р Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Островное	322р		ваги	Ю1	300	152	40	5а-320-2500	200
				Сумма	300	152			200
				Ср.Q	300	152			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

14. 21.06.14 2015 г.
На № _____

№ ОМН-84*
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.

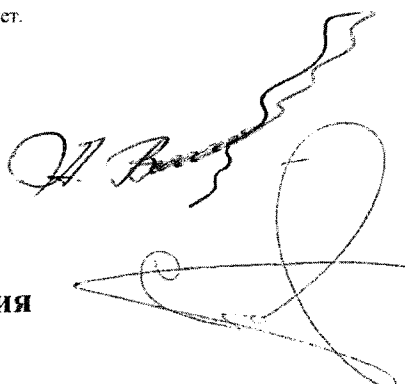
Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	17	Островное	738279	648332	70°.

Примечание: ТПП – отсутствует.

/Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования



А. А. Новичков

М. Ф. Старицын

Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990

Островное м-е.

М 1:25 000

К-13

К-12

К-17

Р-322

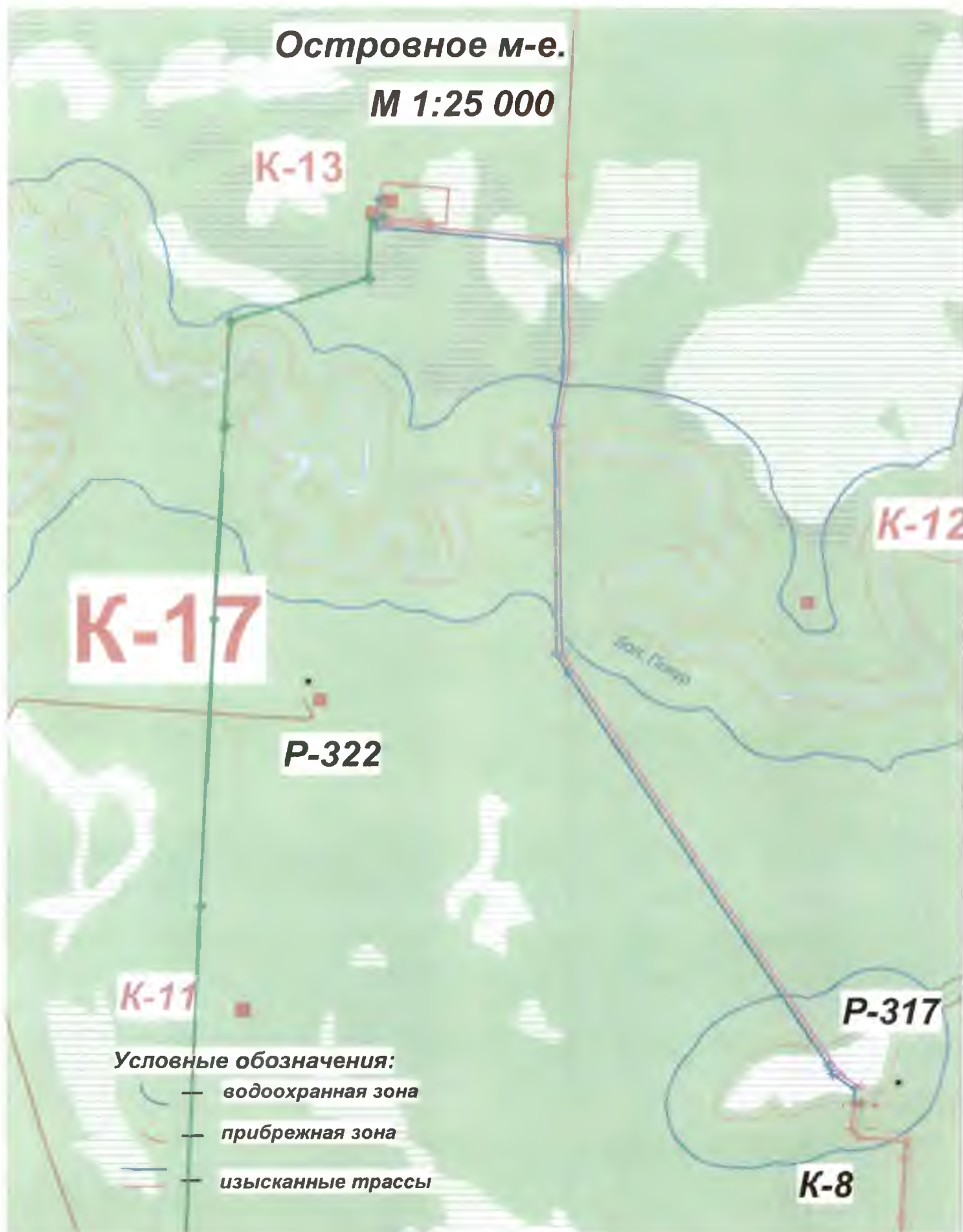
К-11

Р-317

К-8

Условные обозначения:

- водоохранная зона
- прибрежная зона
- изысканные трассы





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

15 января 2015 г.
На № _____

№ Ш-31
от _____ 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

Сообщаем фактические координаты разведочной скважины .

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	P-322	Островное	738363,9	648264,6	

Примечание: ТПН – отсутствует.

/Главный маркшейдер

А.А.Новичков

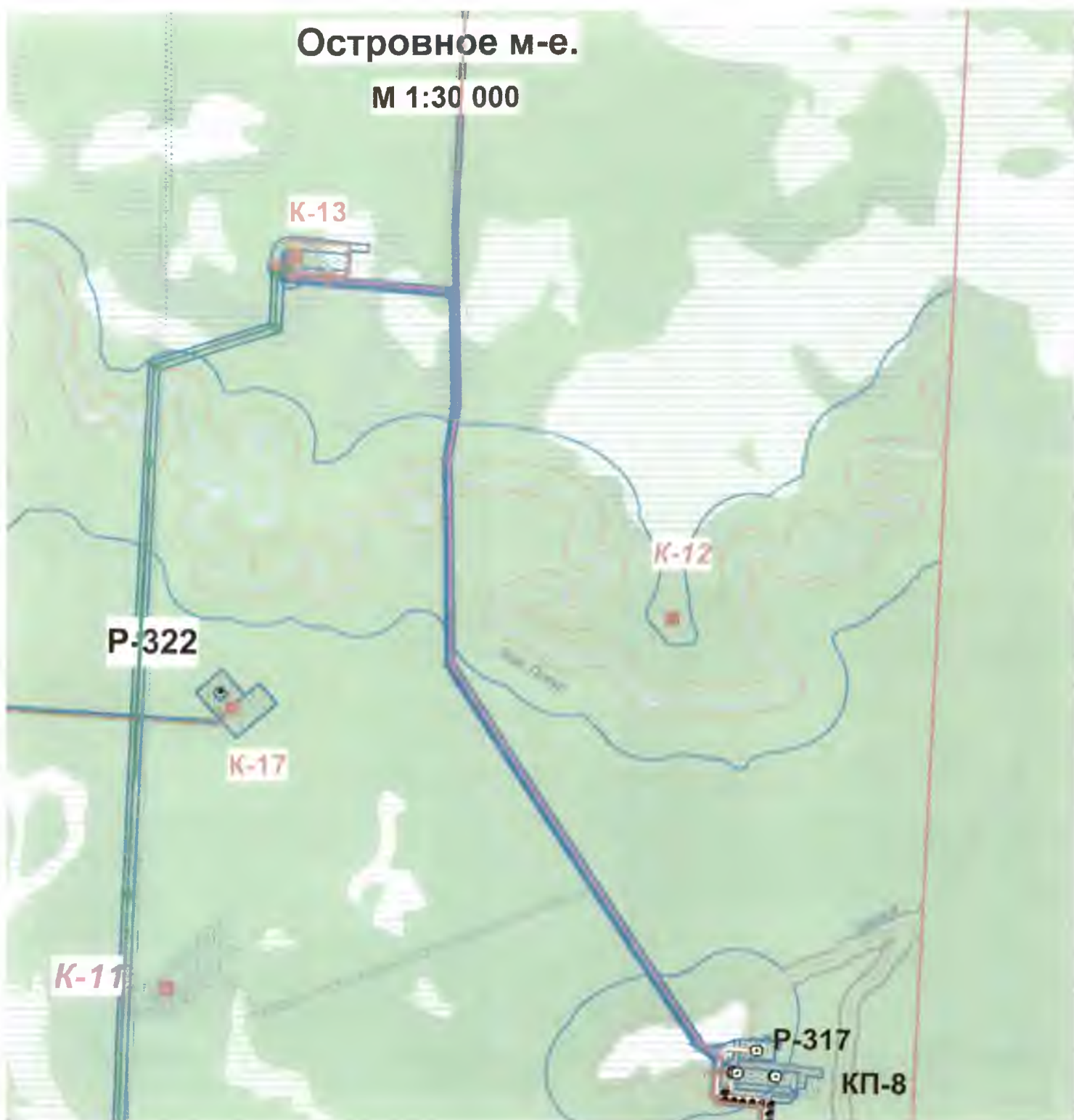
Начальник департамента
геологии и недропользования

М.Ф.Старицын

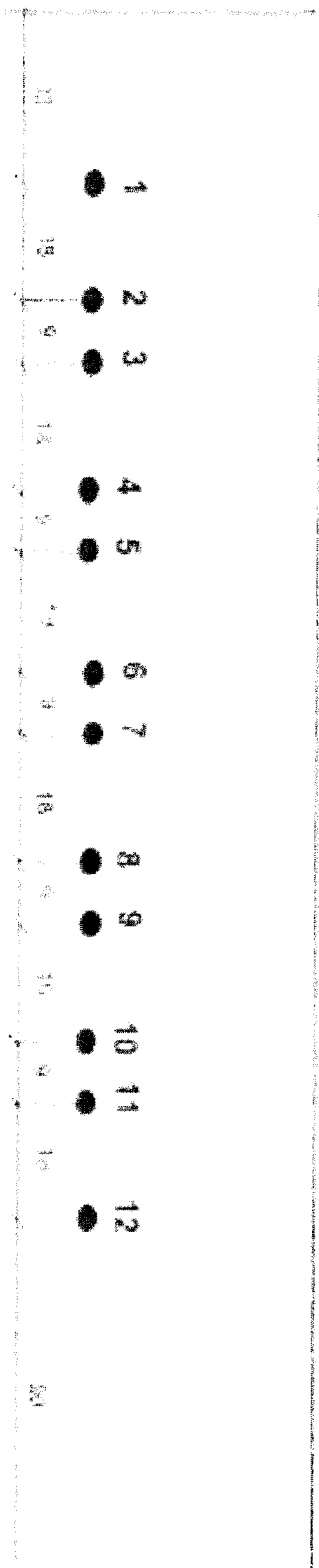
Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990

Островное м-е.

М 1:30 000



ХИМИЧЕСКОЕ ПОСРЕДСТВО ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ РАСТЕНИЙ-ВРЕДИТЕЛЕЙ
 - ВЕЩЕСТВО ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ РАСТЕНИЙ-ВРЕДИТЕЛЕЙ
 Дозировка 100 г/м²



Примечание: Если не удается обнаружить

Вещество ТД по данным лабораторий

Температура

70-80°C

70-80°C

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 17».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин 17», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 17 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин 17» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП -

3 Ново-Покурского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 3 Ново-Покурского месторождения нефти Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

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

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

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 17:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ-ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1.1:

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

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

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

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;

- загазованность 20% в БТ;
 - предельная загазованность 40% в БТ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
 - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПП («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).
- Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:
- контроль давления на выходном коллекторе;
 - контроль температуры воздуха в БТ;
 - контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
 - контроль температуры воздуха в БА;
 - контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
 - синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «верхнего» уровня;
 - синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмс-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004.
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 17.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
 - электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет.;
 - вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
 - вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
 - расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
 - использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
 - точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.
- В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 17.

Предусмотреть максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков должна быть выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь Разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ».

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, должны быть выполнены только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи должны иметь унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках класса В-Iг и в помещениях класса В-Iа электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры (использовать ТСМУ 0104 -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- НПБ 88-05 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 17:

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

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

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

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

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

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

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

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство
Островного м/р. Куст скважин № 17.» до 15.01.2016г.**

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

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

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

В модифицированных вариантах СТК-ZK181 может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

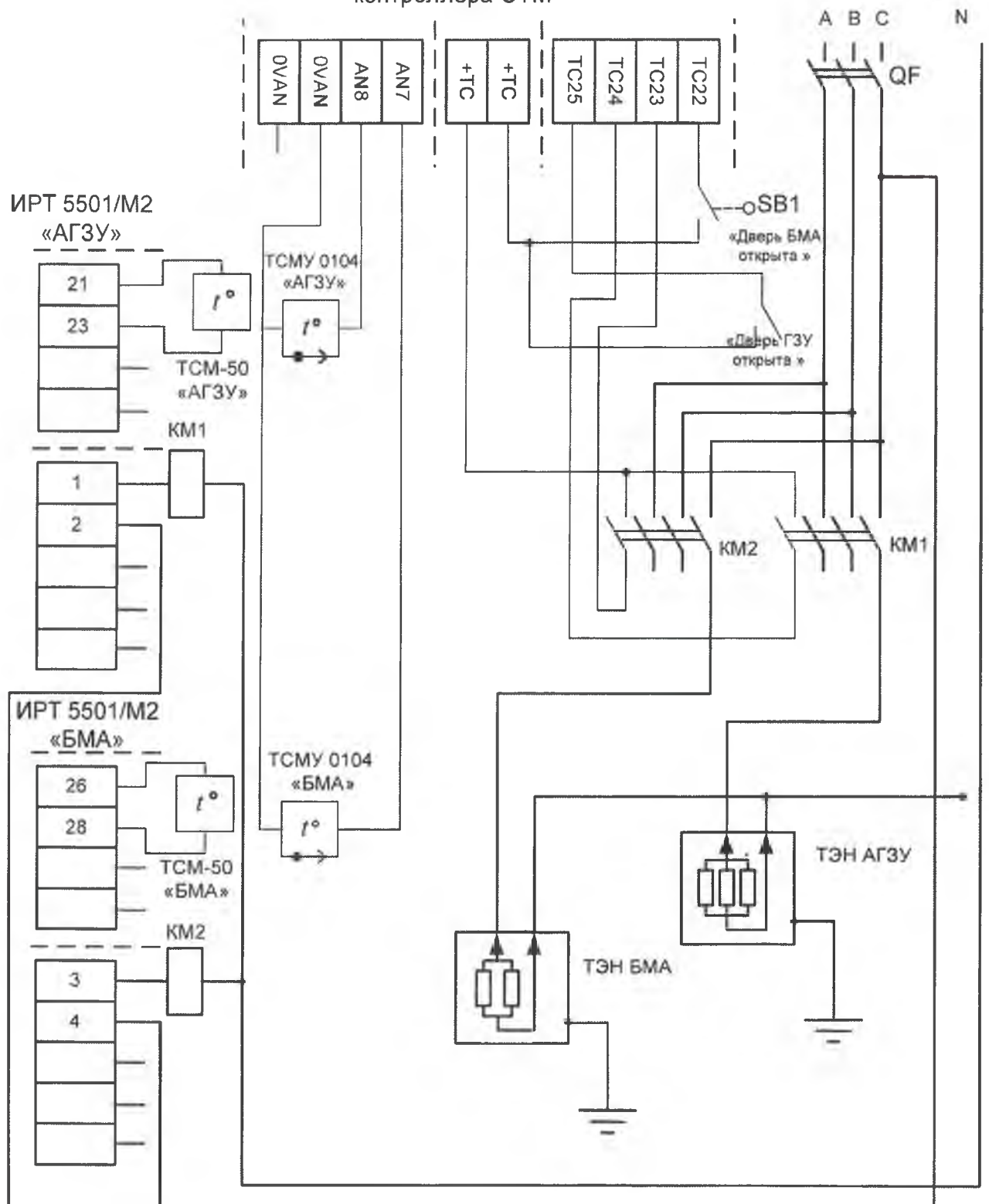
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.
Схема внешних соединений.





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

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

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

Исх.№ Ан-124/19

«24» 01 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 17**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 158,7500 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

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

1 экз. 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Островного м/р. Куст скважин № 17» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





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

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

200 г. №

Ил № от

РАЗРЕШЕНИЕ

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

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул. № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 623684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

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

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

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Пышков

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

1.

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

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

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

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

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

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

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

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

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

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

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

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

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лобового антенны/поляризация	Мощность, передаваемая на выходе передатчика (по шкале)	Класс	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижневартовский рп, Ново-Покурское месторождение 60N45 74E33	75,0	7,0	0-360/0/порти-кальная	25,0		158,7500	158,7500
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/0/верти-кальная	10,0		158,7500	158,7500

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



А.А. Цанков



**«Обустройство Островного месторождения нефти. Куст скважин №17,
скважина №332Р»**

(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Южно-Островной лицензионный участок.**

(адрес расположения объекта)

<i>№ n/n</i>	<i>Признаки</i>	<i>Идентификация по признакам</i>	<i>Примечание</i>
Куст скважин №17, скважина №322Р (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ГПД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтебор от куста скважин №17, скважины №322Р до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №17, скважину №322Р			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ

6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №17, скважину №322Р			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Инженер 1 категории ОПМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

3.1. Свойства и состав пластовых флюидов

3.1.1. Физико-химическая характеристика нефти и газа в пластовых и стандартных условиях

Пластовые нефти для исследования были отобраны сотрудниками ЦНИИРи ОАО «Славнефть-Метаннефтегаз» глубинными прободоборниками типа ВПН-500, в соответствии с ГОСТ РМЭК 153-39,2-002-2003 «Нефть. Отбор и исследование пластовых флюидов». Комплексное исследование физико-химических свойств и характеристик пластовой нефти и растворенного газа было проведено ООО «МНТ».

Всего на Островном месторождении были отобраны три глубинные пробы нефти из скважины 31711 и проведено их исследование методом стандартной сепарации (три анализа) и методом дифференциального разгазирования (один анализ) (табл. прил. П.3.3).

Компонентный состав нефтяного газа определяется методом газожидкостной и газодесорбционной хроматографии на хроматографах SHIMADZU* (табл. прил. П.3.4).

Поверхностные пробы нефти отбирались с устья и желонкой. Исследование их проводилось по действующим государственным стандартам и методам согласно перечню физико-химических характеристик, определяемых для поверхностной нефти. На Островном месторождении выполнено 14 анализов поверхностных проб нефти, отобранных из скв. 31611, 31711. Результаты исследований представлены в табличном приложении П.3.5. Физико-химические свойства и фракционный состав нефти продуктивного пласта ЮВ;¹ обобщенные по результатам исследования проб приведены в таблице 3.3.1.

В соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» нефть пласта ЮВ¹ является сернистой (1,0%), парафинистой (среднее содержание парафина 11,0%, смолистой (содержание смол елилкагелевых и асфальтенов 3,5 и 0,9%, соответственно). По плотности нефть классифицируется как легкая (836,7 кг/м³).

По массовой доле серы нефть относится ко 2 классу, по плотности и массовой доле парафина – к 1 типу. В связи с отсутствием полной информации невозможно выделить группу качества по полновесной товарной нефти и виду товарной нефти, и, как следствие, полный индекс товарной нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858.

На основании данных полученных по глубинным пробам Островного месторождения можно сделать вывод, что нефть пласта ЮВ¹ недонасыщена газом, т.к. давление насыщения (9,86-11,3 МПа) более чем в два раза ниже пластового (28,4 МПа). Плотность пластовой нефти составляет 733 кг/м³. Газосодержание по данным дифференциального разгазирования составляет 111,7 м³/т, объемный коэффициент – 1,296. Свойства пластовой нефти, определенные по глубинным пробам приведены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.1.1

Физико-химическая характеристика разгазированной нефти
пласта ЮВ₁¹ Островного месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных скважин	Количество	Диапазон значений	Среднее значение
Плотность при 20°С, кг/м ³	2	14	824,7-848,4	836,7
Динамическая вязкость, мПа·с				
при 20°С	2	13	3,7-5,5	4,4
при 50°С	2	13	2,1-2,7	2,4
Молярная масса, г/моль	2	13	203	203
Температура застывания, °С	1	1	-18	-18
Массовое содержание, %				
серы	2	13	0,5-1,1	1,0
смоли и асфальтенов	2	13	3,3-8,0	4,5
асфальтенов	2	13	0,08-2,3	0,9
парафинов	2	13	1,2-3,5	2,3
воды	2	13	0-57,5	14,6
механических примесей	2	13	10-1290	193,6
Температура плавления парафина, °С	1	1	56	56
Температура кипения, °С	2	13	40-64	48
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100°С	2	13	4,0-10,0	7,0
до 150°С	2	13	15,5-22,0	19,0
до 200°С	2	13	26,0-31,0	29,0
до 250°С	2	13	37,0-42,0	40,0
до 300°С	2	13	50,5-55,0	53,0

Таблица 3.1.2

Свойства пластовой нефти пласта ЮВ₁¹ Островного месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	исходные значения	принятые значения
Пластовое давление, МПа	28,1	28,4
Пластовая температура, °С	92	92
Давление насыщения, МПа	9,80-11,3	10,49
Газовое содержание при однократном разгазировании, м ³ /т	88,7-101,7	93,6
Газовое содержание при условии сепарации, м ³ /т	111,7	111,7
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	733	733
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	1,23	1,23
Коэффициент объемной упругости, ГПа·10 ⁻²	18,2	18,2
Объемный коэффициент, доли ед.	1,296	1,296
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,18-1,2	1,19
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,17	1,17
Плотность газазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	838,3-837,9	838,2
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	839,9	839,9

Данные компонентного состава нефтяного газа представлены в таблице 3.3.3. Нефтяной газ однократного газифицирования нефти «жирный», молярная доля метана в нём колеблется в пределах 61,9-65,8%, этана 7,3-8,0%, пропана 13,2-15,4%, тяжелых углеводородов 11,0-12,0%. Азот в нефтяном газе содержится в количестве 2,61-2,97% — другие не углеводородные компоненты не обнаружены.

Таблица 3.1.3

Компонентный состав нефтяного газа пласта ЮВ₁ Островного месторождения

Наименование параметра	Выделившийся газ при однократном газифицировании пластовой нефти в стандартных условиях
диоксид углерода	0,00
азот	2,74
гелий	0,00
метан	63,27
этан	7,75
пропан	14,59
изобутан	2,46
норм. бутан	6,16
изопентан	1,30
норм. пентан	1,22
гексаны	0,31
гептаны	0,15
октаны	0,02
Молекулярная масса	27,25
Плотность газа, кг/м ³	1,13
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,876

Учитывая то, что для обоснования пересчитанных параметров на Островном месторождении методом дифференциального газифицирования не известно некое количество глубинных проб (топы проб), а пробы нефти, отобранные на соседнем Южно-Островном месторождении, признаны некачественными, параметры, используемые для подсчета запасов нефти и газа, приняты по аналогии с близлежащим Князьминским месторождением.

Принятые для расчетов величины плотности, газового фактора и объемного коэффициента представлены в таблице 3.3.4.

Таблица 3.1.4

Принятые значения параметров для подсчета запасов нефти и газа продуктивных пластов Островного месторождения

Пласт	Газосодержание, %	Объемный коэффициент	Плотность газифицированной нефти, кг/м ³	Пересчитанный коэффициент
ЮВ ₁ ¹	73	1,209	817	0,827

¹ - по аналогии с Князьминским месторождением.

Продуктивные пласты ЮВ₁ Островного месторождения

3.1.2. Характеристика свойств и химического состава пластовых вод

В период с 2007 по 2008 гг. на Островном месторождении из пласта ЮВ₁ были отобраны и проанализированы 12 проб воды из скважин 316Н и 317Н (табл. 11.3.6). В таблице 3.3.5 приведены результаты обобщения лабораторных исследований проб воды.

Воды пласта ЮВ₁¹ хлор-кальциевого типа со средней минерализацией 28,2 г/л. Преобладающими компонентами являются хлорид-ионный кальций-ионный состав: их содержание равно 12,1 г/л и 6,4-12,1 г/л, соответственно. Концентрация кальций-иона более низкая – 301,0-1262,5 мг/л. Гидрокарбонат- и магний-ионы имеют подчиненное значение: НСO₃⁻ – 282,6-1391,0 мг/л, Mg – 24,9-328,0 мг/л.

Таблица 3.1.5

Свойства и состав пластовых вод пласта ЮВ₁¹ Островного месторождения

Наименование параметра	Пласт ЮВ ₁ ¹			
	Диапазон и изменения	Средние значения		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	-		
Плотность воды, кг/м ³	-	-		
- в стандартных условиях	1010-1023	1019		
- в условиях пласта*	976-988	985		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с ¹	0,38-0,39	0,39		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 ¹⁰	-	-		
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-		
Химический состав вод (мг/л/мг-экв/л)				
Na ⁺ + К ⁺	277,4-539,8	6380-12415	376,9	8669,3
Ca ²⁺	15,1-63,1	301-1262,5	33,1	661,5
Mg ²⁺	2,0-27	24,9-328	19,0	241,6
Сl ⁻	340-558,5	12053-19798	424,5	15049,8
НСO ₃ ⁻	4,6-22,8	282,6-1391	22,9	1395,4
CO ₃ ²⁻	-	-	-	-
SO ₄ ²⁻	-	-	-	-
NH ₄ ⁺	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	20,0/8-33,839	-	28,162	-
Водородный показатель, pH	-	-	-	-
Жесткость общая (мг-экв/л)	17,1-90,1	-	52,3	-
Химический тип воды, преобладающий (по В.А. Сухову)	хлор-кальциевый			
Количество исследованных проб (скважин)	2(12)			
¹ - получено расчетным путем				

* – получено расчетным путем

**Требования к разработке сметной документации
для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

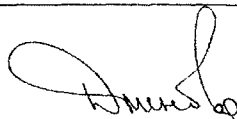
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

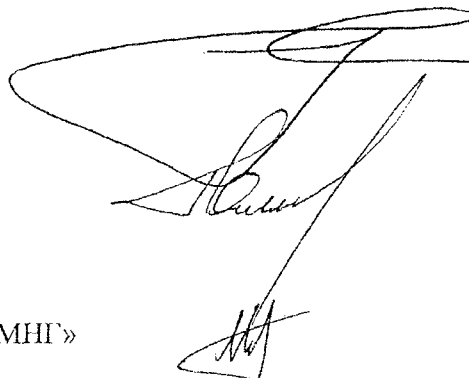
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



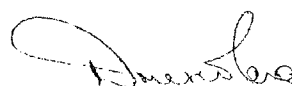
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова

ООО "ДАСОВ-ЭНЕРГО"
"Директор по капитальному строительству"
ОАО "Сибирские Энергетические Системы"
г. Красноярск, Д.А.

ООО "ДАСОВ-ЭНЕРГО"
"Заместитель исполнительного директора по управлению системами снабжения"
ОАО "Сибирские Энергетические Системы"
г. Красноярск, Д.А.

июль 2014

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

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	Обозначение	Наименование подгруппы	Поставщик (Подрядчик)	Поставщик (Заказчик)	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	1410ТЧ	Муфты, обсадные	Подрядчик		
		2	605НМП	Механизированные устройства ТСОТ/узопрон	Подрядчик		
		3	705НМП	Трубы/стеклопластик	Подрядчик		
		4	1490ТЧ	Трубы водопровод	Поставщик от Ду15 до Ду151	Заказчик	
		5	1360ТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	1370ТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	1380ТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	1460ТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	1470ТЧ	Трубы большой диаметра		Заказчик	
		10	1480ТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602НМП	Трубы нефеспроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые. Блоки, пружины, заглушки, дюбели, шурупы. Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	0940ТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	0950ТЧ	Компрессоры промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	76НМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтегазовое оборудование	16	1160ТЧ	Резерв и резер.обор.		Заказчик	
		17	1170ТЧ	Нефтегазопарадура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтоны и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. Котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и засевки печей	Подрядчик (засевки печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и засевок	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Металл конструктивных	Подрядчик		
		34	3120ТЧ	Дизельное	Подрядчик		
		35	3130ТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	3140ТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	3150ТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	2840ТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик (АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0.1А до50А)	Заказчик	
		89	2850ТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, ПВМ2 10)	Заказчик	
		90	2860ТЧ	Контакты		Заказчик	
		91	2870ТЧ	Посты ключевые		Заказчик	
		92	2880ТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	2890ТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	2900ТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	2910ТЧ	Предохран.высоковольт	Подрядчик		
		96	2920ТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЭУ-П, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭЗ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-П/220, радиодетект пр)	Заказчик	
		97	2930ТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	2940ТЧ	Выключатели конечные	Подрядчик		
		99	2950ТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	2960ТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	2970ТЧ	Итанти изолирующие	Подрядчик		
		102	2980ТЧ	Переносные осветител.	Подрядчик		
		103	2990ТЧ	Тех.диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-УЗО, указатели положения)		
		104	3000ТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	3010ТЧ	Шиты осветительные		Заказчик	
		106	3040ТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	3050ТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	3060ТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	3070ТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	3080ТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	3090ТЧ	Счетчики эд. энергии	Подрядчик		
		112	3100ТЧ	Электрониз.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	3140ТЧ	Низковольтн.Оборудов.	Подрядчик		
		114	3850ТЧ	Комплекующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	3860ТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	3900ТЧ	Лампы коммут.сигн.	Подрядчик		
		117	3930ТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	5300ТЧ	З/Ч Газ.порш.эл.стан		Заказчик	
		119	5330ТЧ	З/Ч компр. ДОН-160ШМ		Заказчик	
		120	612ИМП	З/ч к э/оборудован		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-прот.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	2700ТЧ	Трансформ.подстанция		Заказчик	
		126	2710ТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	3030ТЧ	Дизел. электростанции		Заказчик	
		128	3910ТЧ	Трансформаторы ТМПН		Заказчик	
		129	722ИМП	Подстанции импортные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электростанции имп.		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	Узлы	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочное-комплексное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	2580ТЧ	Радиопер. телеаппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Крессы оптические, радионаблюд. узлы, громкоговорители, усилители, пульты микрофонов, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	2610ТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	2620ТЧ	Э/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электроизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. прибор (маном. терм. датч. давл. фильтры, редукт.)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, шкафы КИП, электрические компьютерные, сетевое оборуд.		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подрядчик		
		150		Приб и аппаратура для систем автоматич. пожаротуш и пож. сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, в т.ч.	154	1290ТЧ	Задвижки трубопр.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	Пром. Трубопр. Арматур	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	5200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	703ИМП	Клапана обр. повор.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	1210ТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

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

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ кодификатора	Наименование продукции	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	5380ТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры по к/р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик (в комплексе с оборудованием)	
		202	700ИМП	Бытовая техника импорт	Подрядчик	Заказчик (в комплексе с оборудованием)	
10	Кабельная продукция	203	2120ТЧ	Кабель гибкий (пластик)		Заказчик	
		204	2130ТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	2140ТЧ	Кабель радиочастотный	Подрядчик		
		206	2150ТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	2160ТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	2170ТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	2180ТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	2190ТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	2200ТЧ	Пров. и шнур установ.	Подрядчик		
		212	2210ТЧ	Провод неизолированный		Заказчик	
		213	2220ТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	2450ТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	2460ТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	2470ТЧ	Иза. для каб. лин. пр.	Подрядчик (кабельные монтажные работы кабельная)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибкий (пластик)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жир	222	3440ТЧ	Спец. одежда	Подрядчик		
		223	3450ТЧ	Спец. обувь	Подрядчик		
		224	3460ТЧ	Средства индив. заш.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спец. одежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	1680ТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	1690ТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	1700ТЧ	Прокат мелкий	Подрядчик (неотраженные нормы)	Заказчик	
		229	1710ТЧ	Прокат латунный	Подрядчик		
		230	1720ТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	1730ТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	1750ТЧ	Титано-маг. прокат	Подрядчик		
		233	1840ТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (неотраженные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (неотраженные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (неотраженные нормы)	Заказчик	
		237	1500ТЧ	Балки	Подрядчик (Балки стальные колонные, широкополосные, балки стальные для крановых путей, решетки, подкладки, накладки, жестяки)	Заказчик	
		238	1510ТЧ	Швеллеры		Заказчик	
		239	1520ТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	1530ТЧ	Сталь шестигранная	Подрядчик		
		241	1540ТЧ	Сталь квадратная	Подрядчик		
		242	1550ТЧ	Сталь полосовая		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	Артикул	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставщик Подрядчик	Поставщик Заказчик	Комментарии
		243	1560ТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф/б. 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	1570ТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колючая, катанка, сетки класические, сетка «Раббит», сетка цветная, сетка тканая, проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	1580ТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	1590ТЧ	Ст. лист. прос.-вытеж		Заказчик	
		247	1600ТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	1610ТЧ	Листы стал. профил.	Подрядчик		
		249	1620ТЧ	Прокат лист. рефлкс.	Подрядчик		
		250	1630ТЧ	Прокат лист. оцинк.	Подрядчик		
		251	1640ТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	1650ТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III d8-22)	Заказчик	
13.	Материалы и оборудования общественного назначения	253	0960ТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	0970ТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	0980ТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	0990ТЧ	Вентил. пром. и проч.	Подрядчик (канальные, оконные, вентиляционные короба, постохивовы, узлы прохода, решетки вентиляционные, дефлекторы, кондиционеры бытовые, сплит-системы)	Заказчик	
		257	2480ТЧ	Металлорукав	Подрядчик		
		258	3230ТЧ	ЛакокрасМатрСтроител	Подрядчик		
		259	3370ТЧ	Теплоизоляц. материалы	Подрядчик		
		260	3400ТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузы, плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колоды, лотки, плиты потков, колына, перемычки, колоны)	Подрядчик (кроме кроме дорожных плит и свай ЖБ.)	Заказчик	
		261	3410ТЧ	Строительн. материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои, стекло, линолеум, плитка для пола и стен кирпич, плиты минероловатные, скорлупа для изоляции труб, поролон поролоновые, панели МДФ, пленка монтажная, герметики, подвесные потолки, пленка полиэтиленовая, пенопласт, трубы асбоцементные, ровинг, жгут, клей для сбоса, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит)	Подрядчик		
		262	3960ТЧ	Сып. мат. (пес. кварц.)	Подрядчик		
		263	4050ТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
		264	4560ТЧ	Композитные матер-лы	Подрядчик		
		265	4570ТЧ	ЛакокрасМатрАвтомоб	Подрядчик		
		266	4890ТЧ	Металло сайдинг. компл.	Подрядчик		
		267	630ИМП	З/ч д/холод. оборудов	Подрядчик		
		268	631ИМП	З/ч анализ. МашииОбор	Подрядчик		
		269	632ИМП	З/ч Кот. Агр. Ус. и ПоВдоог	Подрядчик		
		270	698ИМП	Лакокрасочн. матер.	Подрядчик		
		271	714ИМП	ТоргПромышОборудИМП	Подрядчик		
		272	731ИМП	Строительн. Материалы	Подрядчик		
		273		Изоляционные изделия	Подрядчик		

Инвентарная группа	Инвентарная группа	Инвентарная группа	Инвентарная группа	Инвентарная группа	Инвентарная группа	Инвентарная группа
274	Керамические и фарфоровые изделия	Подразник				
275	Лакостроительные материалы	Подразник				
276	Резиновые	Подразник				
277	Отделочные материалы	Подразник				
278	Искусственные материалы	Подразник				
279	Клеящие материалы	Подразник				
280	Клеящие материалы	Подразник				
281	Клеящие материалы	Подразник				
282	Клеящие материалы	Подразник				
283	Клеящие материалы	Подразник				
284	Клеящие материалы	Подразник				
285	Клеящие материалы	Подразник				
286	Клеящие материалы	Подразник				
287	Клеящие материалы	Подразник				
288	Клеящие материалы	Подразник				
289	Клеящие материалы	Подразник				
290	Клеящие материалы	Подразник				
291	Клеящие материалы	Подразник				
292	Клеящие материалы	Подразник				
293	Клеящие материалы	Подразник				
294	Клеящие материалы	Подразник				
295	Клеящие материалы	Подразник				
296	Клеящие материалы	Подразник				
297	Клеящие материалы	Подразник				
298	Клеящие материалы	Подразник				
299	Клеящие материалы	Подразник				
300	Клеящие материалы	Подразник				
301	Клеящие материалы	Подразник				
302	Клеящие материалы	Подразник				
303	Клеящие материалы	Подразник				
304	Клеящие материалы	Подразник				
305	Клеящие материалы	Подразник				
306	Клеящие материалы	Подразник				
307	Клеящие материалы	Подразник				
308	Клеящие материалы	Подразник				
309	Клеящие материалы	Подразник				
310	Клеящие материалы	Подразник				
311	Клеящие материалы	Подразник				
312	Клеящие материалы	Подразник				
313	Клеящие материалы	Подразник				

14
Инструменты, ГИМ,
принадлежности

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставщик	Поставщик	Комментарий
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	314		Вычислительная техника и периферия к ней. Офисная и контрольная техника. Бытовая техника и оборудование. Программное обеспечение. Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним. Источники бесперебойного питания.		Заказчик	
		315	269ОТЧ	Бытовое э/оборудов		Заказчик	
		316	410ОТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	472ОТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм.обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	407ОТЧ	Компьютер, вычисл.тех.		Заказчик	
		320	408ОТЧ	Сетев.и коммун.обор.		Заказчик	
		321	409ОТЧ	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	КомпьютерВычисл(Тех-ка)		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев.и КоммуникОбор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	ДопОборудКВычислТехн		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	526ОТЧ	Мебель промыш.з/лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к ЛабОборПуско		Заказчик	
		329	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	265ОТЧ	Холод.обор.промышлен		Заказчик	
		335	266ОТЧ	Торговопромыш.оборуд		Заказчик	
18	Электроизоляционные материалы	336	404ОТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие сканы, Изолента, Оргстекло, Текстолит)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	324ОТЧ	Рукава гибкополимер.	Подрядчик		
		338	325ОТЧ	Рукава бумажные	Подрядчик		
		339	326ОТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	327ОТЧ	Рукава резинотехн.ч.	Подрядчик		
		341	328ОТЧ	Ремни клитовые	Подрядчик		
		342	329ОТЧ	Ремни кент для актр	Подрядчик		
		343	330ОТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	331ОТЧ	Парониты	Подрядчик		
		345	332ОТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	333ОТЧ	Асбестоизделия	Подрядчик		
		347	334ОТЧ	Электроиз.подм.мат.	Подрядчик		
		348	449ОТЧ	Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		349	481ОТЧ	Стандарт РТИ	Подрядчик		
		350	708ИМП	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		351		Резинотехнические изделия	Подрядчик		
		352		Асбестотехнические изделия	Подрядчик		
		353		Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		354		Графитовые изделия	Подрядчик		
		355		Пластмассовые изделия	Подрядчик		
		356		Прокладки	Подрядчик		
		357		Набивки	Подрядчик		
		358					
		359		Крепежные изделия черные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

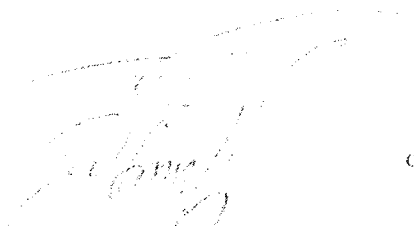
№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ код группы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия легированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	1770ТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	1780ТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	1790ТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	1850ТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	1880ТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	1110ТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	1120ТЧ	Стволы и пистолет	Подрядчик		
		372	1130ТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	1140ТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	1150ТЧ	Пожар.оборуд.прочее	Подрядчик		
		375	3390ТЧ	Охран.-пожар.сигнал.	Подрядчик		
		376	3950ТЧ	Огнеупорн.материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП1	ЭквПожарСигн/Кондиц	Подрядчик		
		378	695ИМП1	ПротивопожариОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожариОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты стальные, предохранители огневые, клапаны пожарные, насадки, патрубки, ГПС, Пенообразователи)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны карт. наливные	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС и РО

Е.В.Лешенко

Начальник ДК ОКС

С.И.Коваленко



Неп.Лушечкин В.Ю.
тел. 41-969

Неп.Черепица А.Н.
тел. 41-862



*Сергеев А.А.
управляющий
всех категорий
подготовки заявок на ПИР*

Открытое акционерное общество

"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ

ПО КОМПЛЕКТАЦИИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО
СТРОИТЕЛЬСТВА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-18-56, 4-19-69, 4-18-09 факс (34643) 4-18-93, 4-18-53

16.11.2014г. На № _____

№ _____
от _____ 2014г.

Начальнику отдела
организации ПИР
С.Н. Бабкину

Касательно оформления опросных листов

Уважаемый Сергей Николаевич!

Направляю в Ваш адрес письмо ОАО ИГК «СЛАВНЕФТЬ» с требованиями по оформлению опросных листов.

Прошу довести данную информацию для исполнения.

Приложение: Письмо исх.№18-05/172 от 23.10.2014г. — 1 лист
Образец визового листа — 1 лист

С уважением,

Начальник Департамента

С.Н. Коваленко



Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "СЛАВНЕФТЬ"
Россия, 125047, Москва, 4-й Песочный пер., 4. Тел: (495) 737 8206, Факс: (495) 777 7317

«23» *сентября* 2014 г.

№ *18-05/172*

на № _____ от _____

Заместителям
генеральных директоров по УСС
Дочерних Обществ
ОАО «НГК «Славнефть»

Касательно оформления

Планов закупки МТР/Запросов на корректировку Планов закупки МТР

Уважаемые коллеги!

С целью сокращения количества корректировок и повышения оперативности согласования Планов закупки МТР/ Запросов на корректировку Планов закупки МТР прошу Вас дать указание ответственным лицам Подразделений Общества, отвечающих за консолидацию Планов закупки МТР/Запросов на корректировку Планов закупки МТР и пакетов технической документации, строго соблюдать требования «Процедуры управления потребностью в МТР»:

1. В соответствии с разделом 6 Дочерние общества предоставляют в Отдел управления потребностью и запасами МТР Компании План закупки МТР/ Запрос на корректировку Плана закупки МТР, оформленные надлежащим образом в строгом соответствии с шаблонами, являющимися неотъемлемой частью «Регламента формирования, утверждения и корректировки Планов закупки МТР» (Приложения №5.1, №5.2 и № 6) с обязательным заполнением ВСЕХ столбцов (в т.ч. нормативных сроков поставки, ГОСТ/ТУ/ТТ № ТЗ, ОЛ, кодов ОКЕИ, ОКВЭД, ОКДП, ОКП, ОКАТО и т.д.).
2. Потребность в технически сложном оборудовании с длительным сроком изготовления и поставки необходимо предоставить на утверждение в Компанию строго в соответствии с нормативными сроками поставки в целях проведения отборочных и закупочных процедур на более эффективном уровне в виде Запроса на корректировку Плана закупки МТР.
3. План закупки МТР/ Запрос на корректировку Плана закупки МТР должен содержать исчерпывающую техническую информацию о предмете закупки: полное наименование, технические характеристики, марку, модель, ГОСТ, ТУ/ТТ, вид комплектности, упаковки, количество, стоимость, а также другие сведения, необходимые для формирования МТР. При необходимости должны быть указаны

дополнительные атрибуты, необходимые для идентификации потребности и осуществления закупок

4. Техническая документация должна быть согласована руководителями соответствующих профильных подразделений Общества (главный инженер, главный механик, главный метролог, главный технолог, главный энергетик и др.), и направлена в Компанию одновременно с Планом закупки МТР.

Техническим заданиям, как и Опросным листам, присваиваются порядковые номера. При формировании электронных архивов для отправки в Компанию каждый файл отдельно (ОЛ/ТЗ) именуется в виде присвоенного ему номера (ОЛ №1, ОЛ №2, ТЗ №1, ТЗ №2 и т.д.) Архив формируется строго из одиночных файлов, т.е. каждый ОЛ или ТЗ – отдельный файл. Указание данных номеров в столбце плана «Техническая документация» (Столбец №7) является обязательным. Потребность, имеющая в Плане закупки МТР/ Запросе на корректировку Плана закупки МТР ссылку на ТЗ или ОЛ, но не подкрепленная данными файлами в архиве технического пакета к рассмотрению в Компании не принимается.

5. Потребность, имеющая срок поставки менее нормативного, и не обоснованная как неотложная, согласно критериям пункта 8.5.2 «Процедуры закупочной деятельности», рассматривается Ответственным подразделением Компании на возможность ее удовлетворения. В случае отсутствия возможности закупки МТР в срок, требуемый Инициатором закупки, Ответственное подразделение Компании указывает нормативный срок поставки который должен быть рассмотрен и согласован Инициатором закупки в трехдневный срок. В противном случае потребность к закупке не принимается.

Начальник Департамента
эффективности и методологии УСС

С.В. Солафилъева

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ОАО «Славнефть-Мегнионефтегаз»

_____ А.М. Пятаев
«__» _____ 2014 г.

Визовый лист согласования опросного листа
на
по проекту ш. «.....»

Должность	Подпись	Фамилия И.О.	Дата	Замечания

* Замечания оформлять приложением к визовому листу.

Приложение: Опросный лист на листах.

Одн. вкл.

Примечание: В зависимости от срока оформления в перспективе согласующих лиц выносятся на лист спецификацией по потребности в расходных материалах.



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ОТДЕЛ ПЛАНИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА КАПИТАЛЬНОГО
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ**

ул.Победы, д. 5, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 41-299, факс (34663) 4-64-91

2014 г.

№

Иванов С.В.
1. Формирование состава
технического задания на проектирование
включая пункт в задании.
2.

Бавкина Т.Н.
в работе
включить в задание
пункт 1.3

Начальнику
УКСиРО
Е.В.Лещенко

О включении в техническое
задание на проектирование

Служебная записка

Прошу дать поручение начальнику ООПИР дополнительно предусматривать при формировании технического задания на проектирование включение:

- расчета стоимости работ согласно Приложению №1 в связи с требованиями ОАО «НК «Роснефть»; - включить в состав РЗ
- расчета стоимости ликвидации объекта для формирования резерва на ликвидацию основных средств. - формировать объектом только в составе РЗ (в ТРЗ не предусматривается)

Приложение: Расчет договорной цены строительства объекта (базисно-индексный метод) - 1 экз. на 1 л.

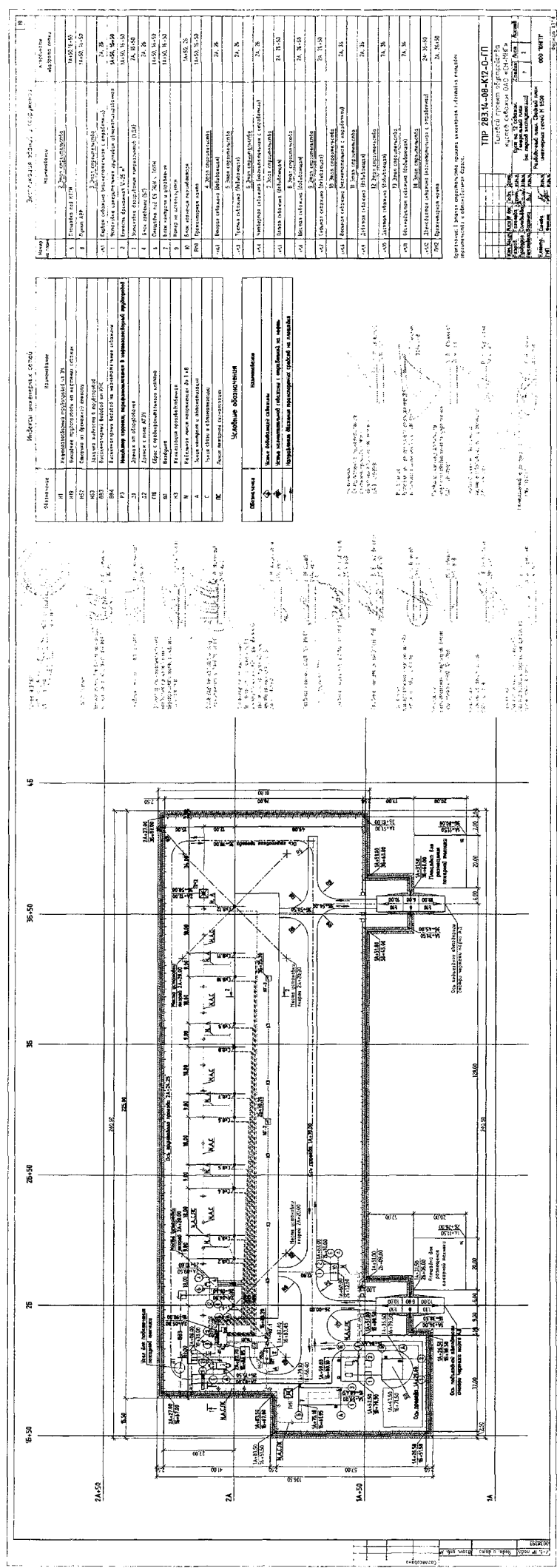
Начальник

Н.Н.Васина

$$F_{\text{распред}}(x) = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^k F_{\text{распред}}(x_j) \quad (2.6)$$

	ДСНП	в стоимостях		
		2016	2016	2017
в том числе расходы на услуги материальных и информационных технологий				
в том числе с НДС (итого: руб.)				

[illegible]

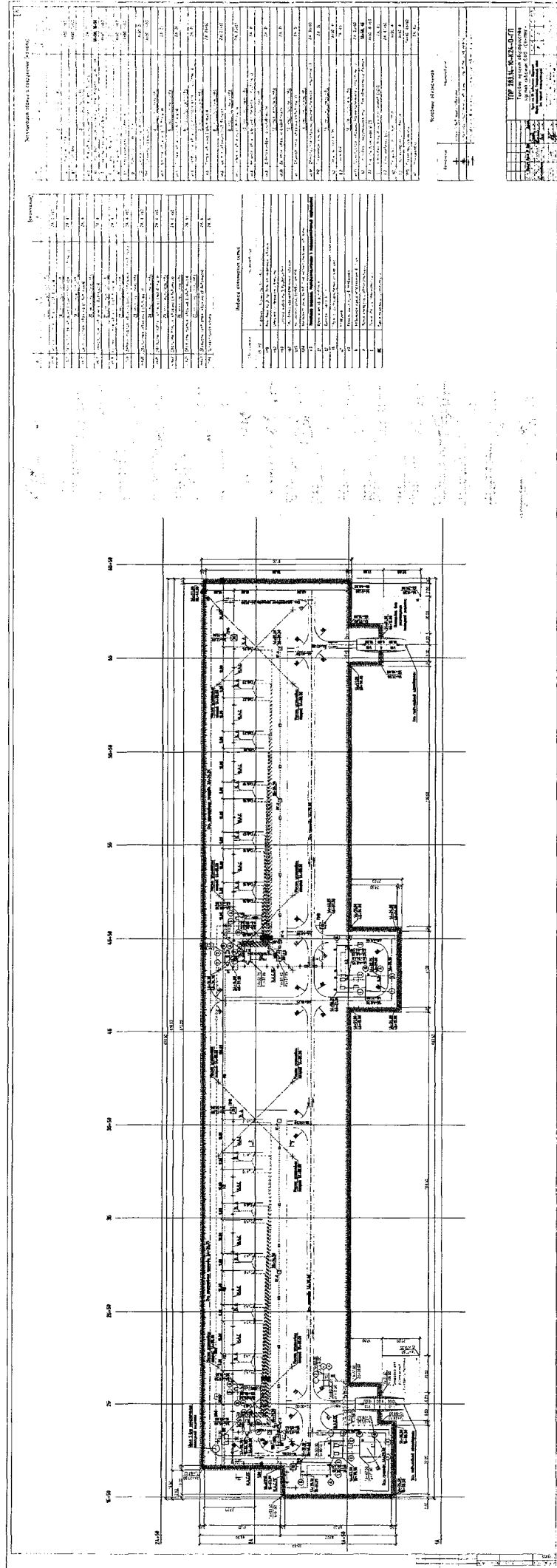


Наименование	Единица измерения	Количество
1. Стены из кирпича	м ²	1000
2. Стены из бетона	м ²	500
3. Стены из железобетона	м ²	200
4. Стены из пенобетона	м ²	100
5. Стены из газобетона	м ²	50
6. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
7. Стены из керамического кирпича	м ²	100
8. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
9. Стены из керамического кирпича	м ²	100
10. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
11. Стены из керамического кирпича	м ²	100
12. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
13. Стены из керамического кирпича	м ²	100
14. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
15. Стены из керамического кирпича	м ²	100
16. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
17. Стены из керамического кирпича	м ²	100
18. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
19. Стены из керамического кирпича	м ²	100
20. Стены из силикатного кирпича	м ²	100

Наименование	Единица измерения	Количество
1. Стены из кирпича	м ²	1000
2. Стены из бетона	м ²	500
3. Стены из железобетона	м ²	200
4. Стены из пенобетона	м ²	100
5. Стены из газобетона	м ²	50
6. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
7. Стены из керамического кирпича	м ²	100
8. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
9. Стены из керамического кирпича	м ²	100
10. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
11. Стены из керамического кирпича	м ²	100
12. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
13. Стены из керамического кирпича	м ²	100
14. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
15. Стены из керамического кирпича	м ²	100
16. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
17. Стены из керамического кирпича	м ²	100
18. Стены из силикатного кирпича	м ²	100
19. Стены из керамического кирпича	м ²	100
20. Стены из силикатного кирпича	м ²	100

1. Стены из кирпича
2. Стены из бетона
3. Стены из железобетона
4. Стены из пенобетона
5. Стены из газобетона
6. Стены из силикатного кирпича
7. Стены из керамического кирпича
8. Стены из силикатного кирпича
9. Стены из керамического кирпича
10. Стены из силикатного кирпича
11. Стены из керамического кирпича
12. Стены из силикатного кирпича
13. Стены из керамического кирпича
14. Стены из силикатного кирпича
15. Стены из керамического кирпича
16. Стены из силикатного кирпича
17. Стены из керамического кирпича
18. Стены из силикатного кирпича
19. Стены из керамического кирпича
20. Стены из силикатного кирпича

1. Стены из кирпича	1000
2. Стены из бетона	500
3. Стены из железобетона	200
4. Стены из пенобетона	100
5. Стены из газобетона	50
6. Стены из силикатного кирпича	100
7. Стены из керамического кирпича	100
8. Стены из силикатного кирпича	100
9. Стены из керамического кирпича	100
10. Стены из силикатного кирпича	100
11. Стены из керамического кирпича	100
12. Стены из силикатного кирпича	100
13. Стены из керамического кирпича	100
14. Стены из силикатного кирпича	100
15. Стены из керамического кирпича	100
16. Стены из силикатного кирпича	100
17. Стены из керамического кирпича	100
18. Стены из силикатного кирпича	100
19. Стены из керамического кирпича	100
20. Стены из силикатного кирпича	100



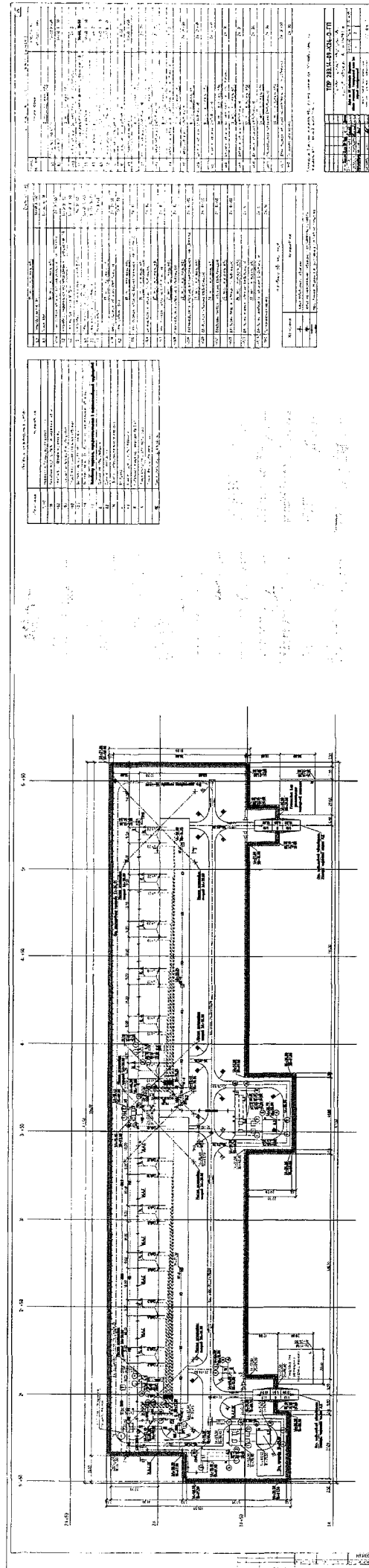
Section: _____

Notes: _____

Room No.	Room Name	Area (sq. ft.)	Volume (cu. ft.)	Height (ft.)	Notes
1	Entrance	100	1000	10	
2	Reception	150	1500	10	
3	Office	200	2000	10	
4	Conference	300	3000	10	
5	Meeting	100	1000	10	
6	Storage	50	500	10	
7	Restroom	50	500	10	
8	Kitchen	100	1000	10	
9	Lounge	150	1500	10	
10	Office	200	2000	10	
11	Office	200	2000	10	
12	Office	200	2000	10	
13	Office	200	2000	10	
14	Office	200	2000	10	
15	Office	200	2000	10	
16	Office	200	2000	10	
17	Office	200	2000	10	
18	Office	200	2000	10	
19	Office	200	2000	10	
20	Office	200	2000	10	
21	Office	200	2000	10	
22	Office	200	2000	10	
23	Office	200	2000	10	
24	Office	200	2000	10	
25	Office	200	2000	10	
26	Office	200	2000	10	
27	Office	200	2000	10	
28	Office	200	2000	10	
29	Office	200	2000	10	
30	Office	200	2000	10	
31	Office	200	2000	10	
32	Office	200	2000	10	
33	Office	200	2000	10	
34	Office	200	2000	10	
35	Office	200	2000	10	
36	Office	200	2000	10	
37	Office	200	2000	10	
38	Office	200	2000	10	
39	Office	200	2000	10	
40	Office	200	2000	10	
41	Office	200	2000	10	
42	Office	200	2000	10	
43	Office	200	2000	10	
44	Office	200	2000	10	
45	Office	200	2000	10	
46	Office	200	2000	10	
47	Office	200	2000	10	
48	Office	200	2000	10	
49	Office	200	2000	10	
50	Office	200	2000	10	
51	Office	200	2000	10	
52	Office	200	2000	10	
53	Office	200	2000	10	
54	Office	200	2000	10	
55	Office	200	2000	10	
56	Office	200	2000	10	
57	Office	200	2000	10	
58	Office	200	2000	10	
59	Office	200	2000	10	
60	Office	200	2000	10	
61	Office	200	2000	10	
62	Office	200	2000	10	
63	Office	200	2000	10	
64	Office	200	2000	10	
65	Office	200	2000	10	
66	Office	200	2000	10	
67	Office	200	2000	10	
68	Office	200	2000	10	
69	Office	200	2000	10	
70	Office	200	2000	10	
71	Office	200	2000	10	
72	Office	200	2000	10	
73	Office	200	2000	10	
74	Office	200	2000	10	
75	Office	200	2000	10	
76	Office	200	2000	10	
77	Office	200	2000	10	
78	Office	200	2000	10	
79	Office	200	2000	10	
80	Office	200	2000	10	
81	Office	200	2000	10	
82	Office	200	2000	10	
83	Office	200	2000	10	
84	Office	200	2000	10	
85	Office	200	2000	10	
86	Office	200	2000	10	
87	Office	200	2000	10	
88	Office	200	2000	10	
89	Office	200	2000	10	
90	Office	200	2000	10	
91	Office	200	2000	10	
92	Office	200	2000	10	
93	Office	200	2000	10	
94	Office	200	2000	10	
95	Office	200	2000	10	
96	Office	200	2000	10	
97	Office	200	2000	10	
98	Office	200	2000	10	
99	Office	200	2000	10	
100	Office	200	2000	10	

Scale: 1/4" = 1'-0"

Notes: _____



После исполнения документа регистрационная карточка с отметками об исполнении подлежит возврату в канцелярию.	
Срок исполнения	
ОАО "НГК "Славнефть"	М.Л. Осипов А.В. Буреев
Корреспондент	
10 марта 2015 г. 00476-ЭЛ	6 марта 2015 г. МО-392
Дата поступления и индекс документа	Листов
Дата и индекс документа	
О включении дополнительных требований в Задание на проектирование	
Краткое содержание	
Кап А.Г.	
Резолюция или кому направлен документ	
Отметка об исполнении	

4.03



Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "СЛАВНЕФТЬ"
Россия, 125047, Москва, 4-й Лесной пер. 4 Тел.: (495) 787 8206. Факс: (495) 777 7317

№ _____ 2015 г.

№ _____

на № _____ от _____

Генеральному директору
ООО «СН-Красноярскнефтегаз»
В.В. Дронову

Исполнительному директору
ОАО «СН-МНГ»
А.Г. Кану

*О включении дополнительных требований
в Задание на проектирование*

Уважаемые господа!

В целях обеспечения единого подхода при отнесении основных средств предприятия при вводе их в эксплуатацию к той или иной амортизационной группе, а также исключения соответствующих налоговых рисков Вам необходимо обеспечить включение следующих требований в Задания на проектирование объектов капитального строительства Обществ:

1) указывать в проектной документации срок полезного использования объектов ОС,

2) указывать в проектной документации 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. N 1),

3) присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. N 359).

С уважением,

Вице-президент
по добыче нефти и геологии

Руководитель блока учета
и налогового контроля

С.И. Осипов
И.В. Буреев

М.Л. Осипов

А.В. Буреев

С.И. Осипов

И.В. Буреев