



**Задание на проектирование № 124-15**  
**объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 23, 24 (дополнительные скважины)».**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 23, 24 (дополнительные скважины).
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	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.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016 г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.

10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод объекта в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства дополнительных скважин кустовых площадок № 23, № 24, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог. Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметры), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой.</li> </ul> <p>Предоставить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 11-103-97, СП 47.13330.2012.</p> <p>При необходимости разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».</p>
12.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>
	<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.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>
	<p><b><u>Куст скважин № 23(дополнительные скважины) – 11 скважин:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;</li> <li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;</li> <li>– Перечень с указанием пусковых дебитов по дополнительным скважинам куста скважин № 23.</li> </ul>

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 23  
Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
С-Островное	23	гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		подоз	ПК			
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		Σ	Сумма	2040	799	
		п	Ср. Q	204	80	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование дополнительных скважин куста скважин № 23 представлено в Приложении № 4.

**Куст скважин № 24(дополнительные скважины) – 6 скважин:**

- 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 с указанием пусковых дебитов по дополнительным скважинам куста скважин № 24;

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 24  
Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
С-Островное	24	гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		0	Сумма	1920	647	
		0	Ср. Q	320	108	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование дополнительных скважин куста скважин № 24 представлено в Приложении № 4.

**Реконструкция ВЛ 6кВ Ф-8, 18 от ПС 35/6кВ «Северо-Островная»:**

- Согласно ТУ № 279-2015 от 30.10.15 г., Приложение № 18.

**14. Требования к техническим решениям**

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями

	<p>нормативных документов, нормами противопожарной и экологической безопасности, с использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 7.</li> <li>– Запроектировать максимальное допустимое давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более <math>40 \text{ кгс/см}^2</math>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм.</li> <li>– Рабочее давление в начальной точке нефтесборного трубопровода не более <math>25 \text{ кгс/см}^2</math>.</li> <li>– Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии.</li> <li>– Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин).</li> <li>– Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 1.</li> <li>– При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двухтрубной системы нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.</li> <li>– 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 (<math>\text{м}^3/\text{сут}</math>, <math>\text{т}/\text{сут}</math>), 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.</li> <li>– Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора.</li> <li>– После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставить в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включить в состав пояснительной записки.</li> <li>– Требования к организации системы ППД куста № 23 (дополнительные скважины): Централизованно-локальная, подтоварная вода (также сеноманская вода от водозаборных скважин) по системе трубопроводов поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм.</li> <li>– Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектным данным и динамике основных показателей разработки кустовой площадки.</li> <li>– 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.</li> <li>– 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</li> </ul>
--	---



	<p>вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение объекта (площадки временного складирования отходов бурения) на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекту бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения по ходу строительства скважин.</li> <li>– Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ на подводящих и отводящих трубопроводах.</li> <li>– Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках.</li> <li>– Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС на кабельных эстакадах каждые 50 м, но не более 40 м от устья скважин.</li> <li>– Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».</li> <li>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора.</li> <li>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса.</li> <li>– При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций.</li> <li>– 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.</li> </ul>
15.	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовываются с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации и приложением № 8.</li> <li>– Кустовые площадки № 23 (дополнительные скважины) и № 24 (дополнительные скважины) расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> </ul>
16.	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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</li> </ul>

	<p>охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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).</li> </ul>
17.	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– При необходимости разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> <li>– 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».</li> <li>– Получить положительное заключение Государственной экологической экспертизы. Получить все согласования и экспертизы эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
18.	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<p>Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48, пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</p>
19.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<p>Выполнить в соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Постановления Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 года, Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
20.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД», исх. № МБ-751 от 14.09.15</p>

	<p>г.</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение», исх. № ВкС-950 от 05.05.15 г.</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки», исх. № МС-106 от 19.03.15 г.</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование», исх. № 14-108 от 24.03.15 г.</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС», исх. № АН-114А от 10.04.15 г.</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины», исх. № АТ-46/316 от 07.04.15 г.</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» от 24.03.15 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-Мегийнефтегаз» от 04.09.15 г.</p> <p>Приложение № 11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК-ПОДРЯДЧИК», исх. № СК-750 от 04.09.14 г.</p> <p>Приложение № 12 «Требования по оформлению опросных листов», исх. № СК-1032 от 24.12.14 г.</p> <p>Приложение № 13 «Расчет договорной цены строительства объекта (базисно-индексный метод)».</p> <p>Приложение № 14 «Типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Приложение № 15 «№ МО-392 от 06.03.15 г. О включении дополнительных требований в задание на проектирование».</p> <p>Приложение № 16 «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</p> <p>Приложение № 17 «Технический стандарт «Унификация применяемых технических устройств». СТО 701» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</p> <p>Приложение № 18 «Технические условия на реконструкцию ВЛ 6кВ Ф-8, Ф18 от ПС 35/6кВ «Северо-Островная», № 279-2015 от 30.10.15 г.</p>
21.	<p><b>Требования к составу и оформлению ПДРД</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013.</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в котором перечисляются комплекты рабочей документации.</li> <li>– Предоставить опросные листы в формате Заказчика.</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls.</li> <li>– При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</li> <li>– 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).</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</li> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> <li>– Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после получения подрядчиком согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта надзора.</li> </ul>

	– Предусмотреть площадку для складирования леса от вырубki полосы отвода для объекта строительства.
22.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	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.	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– 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».</li> <li>– 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.</li> <li>– При амбарном способе бурения - получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
24.	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	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.	<b>Количество экземпляров ПДРД</b>
	Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах. В электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - в 1 экземпляре.
27.	<b>Перечень получаемых согласований и заключений</b>
	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>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.	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется.
29.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<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, *.arp, *.xml, *.xls.</p>

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР



Р. Х. Хатипов

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование № 124-15**  
**объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 23, 24 (дополнительные скважины)».**

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

Николаев Д. А.

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

Тухфатуллин И. Г.

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

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

(подпись)  
" " 2015 г.

(подпись)  
" " 2015 г.

(подпись)  
" " 2015 г.

(подпись)  
" " 2015 г.

Заместитель  
Главного инженера  
по производству  
ОАО «СН-МНГ»

Седякин А. С.

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

Главный инженер  
Аганского НГДУ  
ОАО «СН-МНГ»

Евдокимов В. В.

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

Трубин В. М.

(подпись)  
" " 2015 г.

(подпись)  
" " 2015 г.

(подпись)  
" " 2015 г.

(подпись)  
" " 2015 г.

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование № 124-15**  
**объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 23, 24 (дополнительные скважины)».**

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

Николаев Д. А.

(подпись)  
" " 2015 г.

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

Тухфатуллин И. Г.

(подпись)  
" " 2015 г.

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

(подпись)  
" " 2015 г.

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

(подпись)  
" " 2015 г.

Заместитель  
Главного инженера  
по производству  
ОАО «СН-МНГ»

Седякин А. С.

(подпись)  
" " 2015 г.

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

(подпись)  
" " 2015 г.

Главный инженер  
Аганского НГДУ  
ОАО «СН-МНГ»

Евдокимов В. В.

(подпись)  
" " 2015 г.

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

Трубин В. М.

(подпись)  
" " 2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по перспективному развитию  
производства и обустройства  
месторождений ОАО «СН-МНГ»И.Г. Тухфатуллин  
« \_\_\_\_\_ » 2015 г.

**Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.  
Кусты скважин № 23,24(дополнительные скважины)»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин № 23, 24(дополнительные скважины).
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство,
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016г.
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>
	<p><b><u>Куст скважин № 23(дополнительные скважины) – 11 скважин:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;</li> <li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;</li> <li>– Перечень с указанием пусковых дебитов по дополнительным скважинам куста скважин № 23:</li> </ul>



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 23  
Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
С-Островное	23	гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		воаоз	ПК			
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		0	Сумма	2040	799	
		0	Ср. Q	204	80	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование дополнительных скважин куста скважин № 23 представлено в Приложении № 4.

**Куст скважин № 24(дополнительные скважины) – 6 скважин:**

- 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 с указанием пусковых дебитов по дополнительным скважинам куста скважин № 24:

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 24  
Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
С-Островное	24	гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		0	Сумма	1920	647	
		0	Ср. Q	320	108	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование дополнительных скважин куста скважин № 24 представлено в Приложении № 4.

**9. Требования к техническим решениям**

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнять в соответствии с

техническими условиями в приложении №7;

- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кгс/см}^2$ , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе 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 ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $\text{т}/\text{сут}$ ), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.
- Требования к организации системы ППД куста № 23(дополнительные скважины): Локальная, сеноманская вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в

зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;

- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);</li> <li>– При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);</li> <li>– Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).</li> </ul> <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.).</li> <li>– 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.</li> <li>– 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)</li> </ul> <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 легкобросаемые 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"> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– 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.</li> <li>– Кустовые площадки № 23(дополнительные скважины) и № 24(дополнительные скважины) расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и</li> </ul>



	<p>отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется:</li> <li>– 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;</li> <li>– 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)</li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, <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)</li> </ul>
<b>12.</b>	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> <li>– Получение Государственной Экологической экспертизы;</li> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
<b>13.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской</b>

	<b>обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	– 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.
<b>14.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
<b>15.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов» Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	– Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	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.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	– 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:  
Ведущий инженер ОПМ ДПРП и ОМ



К.С. Трипольский

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 23(дополнительные скважины), 24(дополнительные скважины)»**

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

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

05 05 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ВКС- 950  
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-62бис  
Северо-Покурское м/р, КП-23 (дополнительные скважины), КП-24 (дополнительные  
скважины) Северо- Островного м/р.

Приложение: 1. ТУ №108-2015 от 30.04.2015г. - 3 листа в 1 экз.;  
2. ТУ №109-2015 от 30.04.2015г. - 4 листа в 1 экз.;  
3. ТУ №110-2015 от 30.04.2015г. - 4 листа в 1 экз.



**В.Е. Сыровоскин**



Технические условия № 429-2015 от 30.04.2015г.  
на электроснабжение КП-23(дополнительные скважины) Северо-Островного м/р.

Запланиваемая мощность – 1395 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №200-2014 от 20.06.2014г. «О ТУ на электроснабжение КП-25, КП-27 и изменение схемы электроснабжения КП-24 Северо-Островного м/р» в части выполнения I этапа.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-23 (дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-23 (дополнительные скважины) Северо-Островного м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:
- Существующие опоры №100/1 ВЛ-6кВ Ф-8.18 ПС-35/6кВ «Северо-Островная». Более точные номера опор определить при проектировании. При необходимости произвести замену опор в точке врезки.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Северо-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-23 (дополнительные скважины) – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-23 (дополнительные скважины) с записями 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 стоек-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утверждёнными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.

- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-23 (дополнительные скважины).
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-23 (дополнительные скважины) 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. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.22. 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.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23, ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов пересезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты пересезки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.

- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-23 (дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

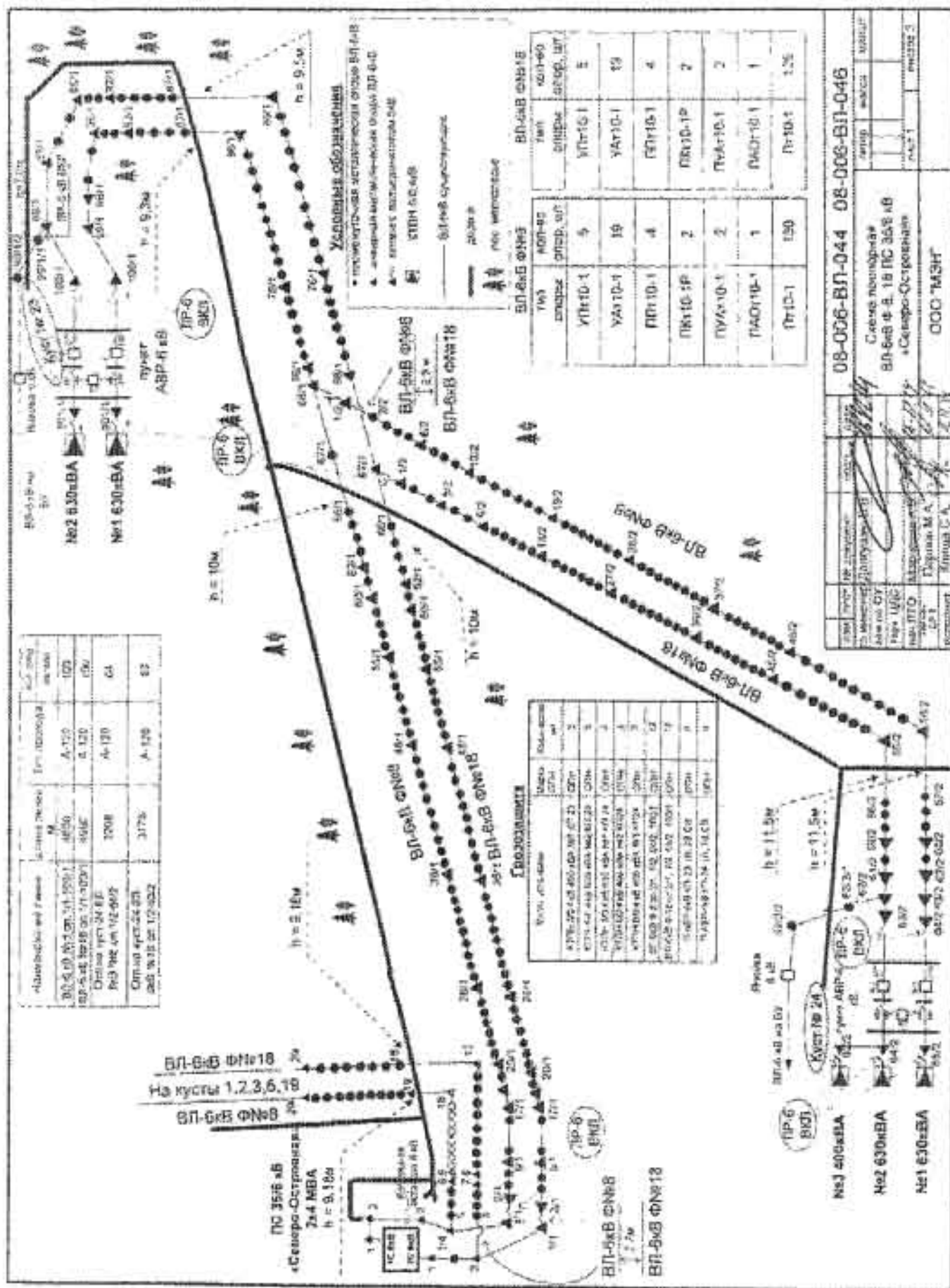
Приложение: Схема поопорная ВЛ-6кВ Ф-8, 18 ПС-35/6кВ «Северо-Островная» – на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»

  
В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»

  
В.Е. Сыровоскин

[illegible]



Технические условия № 110-2015 от 30.04.2015г  
на электроснабжение КП-24 (дополнительные скважины) Северо-Островного м/р.

Запрашиваемая мощность – 1080 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №200-2014 от 20.06.2014г. «О ТУ на электроснабжение КП-25, КП-27 и изменение схемы электроснабжения КП-24 Северо-Островного м/р» в части выполнения I этапа.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-24 (дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-24 (дополнительные скважины) Северо-Островного м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:
- Существующая опора №64/2 ВЛ-6кВ Ф-8 ПС-35/6кВ «Северо-Островная». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - Существующая опора №63/2 ВЛ-6кВ Ф-18 ПС-35/6кВ «Северо-Островная». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Северо-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-24 (дополнительные скважины) – в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-24 (дополнительные скважины) с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утверждёнными 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 отпайных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-24 (дополнительные скважины).
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пласечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-24 (дополнительные скважины) 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. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 2.1.22. 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.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перенесения этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты перенесения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защиты ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГНМК, РДП и т.п.

- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линии вырубки 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 защиты на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-24 (дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Схема поопорная ВЛ-6кВ Ф-8, 18 ПС-35/6кВ «Северо-Островная» – на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»

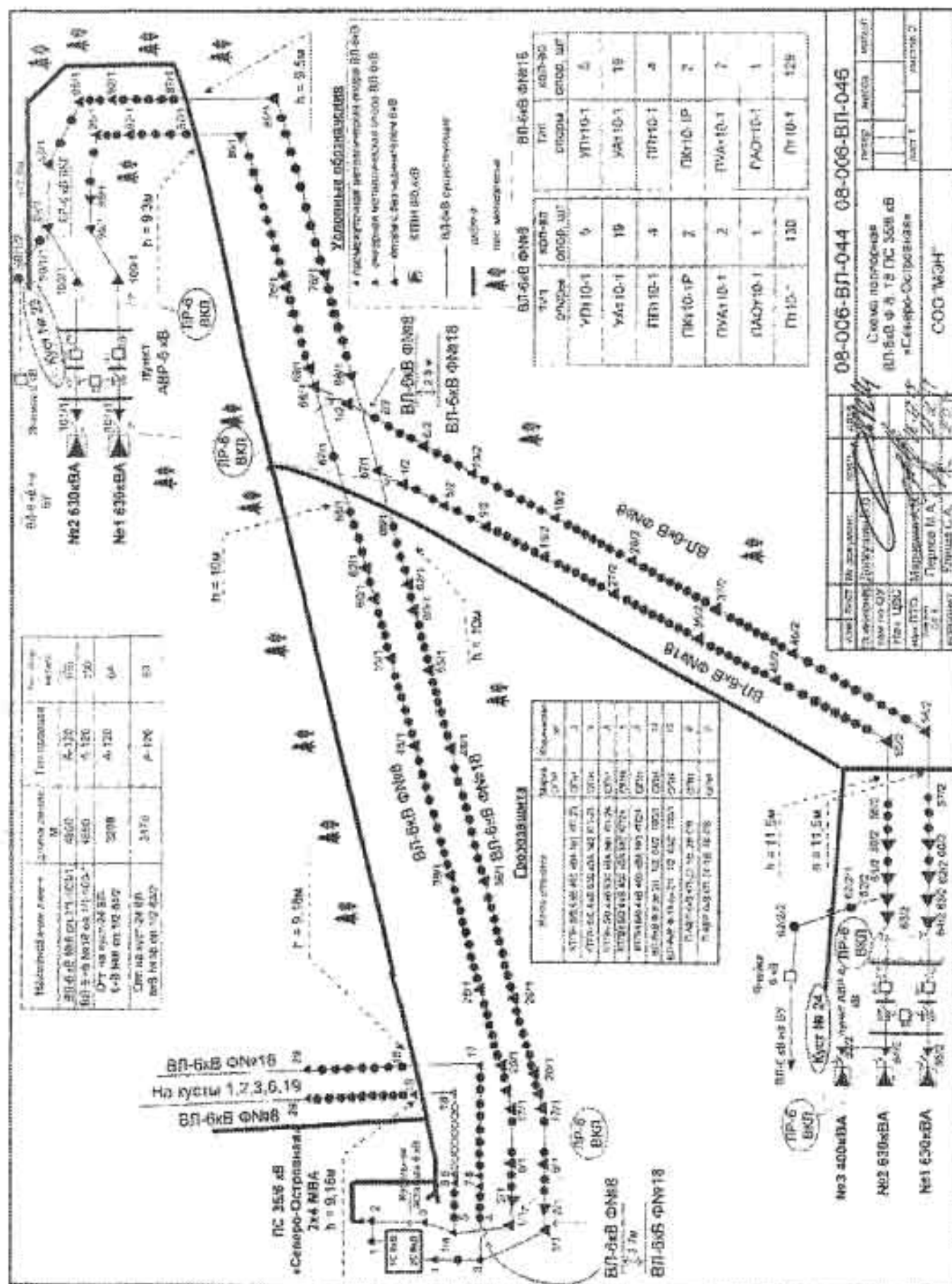


В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыроваткин





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

19 марта 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МС-106  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В ответ на письмо № МБ-74 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 6 Ачимовского месторождения.

Так же направляю Вам для проектирования дополнительных скважин проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 23, 24 Северо-Островного месторождения и актуализированные данные по КП № 626 Северо-Покурского месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 6 Ачимовского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 23 (дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 24 (дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 626 Северо-Покурского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 23  
Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

месторождение	куст	Назнач. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
С-Островное	23	гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		возоз	ПК			
		гор	Б5	320	108	60
		нагн	ЮВ1	60	35	30
		гор	Б5	320	108	60
		гор с МГРП	ЮВ1	130	77	30
		3	Сумма	2040	799	
		0	Ср. Q	204	80	

Проектные данные по КП № 23 Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газосодер- жание м3/м	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		подозаб	жидк м3/сут	нефти м3/сут					
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Северо -Островное	23	Б5, ЮВ1	11	7	3	0	1	2040	799	350	180	Б5 - 39, Ю1 - 46	Б5 - 77, Ю1 - 100	ЭЦН
1	того по месторождению			11	7		0	1							

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

**Динамика основных показателей разработки КП № 23 Северо-Островного месторождения(дополнительные скважины)**

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1	Общий фонд скважин, шт	4	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	в т. ч. - добывающих	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	- водозаборных	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс.т	15	118	95	74	66	61	57	53	50	47
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	45	534	613	599	600	598	598	598	600	598
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	-	105	161	161	161	161	161	161	161	161
1.5	Ресурсы газа, млн.м <sup>3</sup>	0,7	5,0	4,0	3,2	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0

Начальник отдела ОПиМПП



А.М. Горбунь



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 24  
Северо - Островного месторождения (дополнительные скважины)

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
С-Островное	24	гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		гор	Б5	320	108	60
		0	Сумма	1920	647	
		0	Ср. Q	320	108	

Проектные данные по КП № 24 Северо-Островного месторождения (дополнительные скважины)

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки мл/сут	Давление нагн атм	Газосолер жидкие мл/м	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк мл/сут	нефти мл/сут					
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Северо-Островное	24	Б5	6	6	0	0	0	1920	647			65 - 39	65 - 77	ЭЦН
1	того по месторождению			6	6		0	0							

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 № 24 Северо-Островного месторождения (дополнительные скважины)**

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1	Общий фонд скважин, шт	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	в т. ч. - добывающих	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс. т	16	115	82	66	59	55	51	48	45	42
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	61	605	603	589	590	589	589	589	590	589
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	Ресурсы газа, млн.м <sup>3</sup>	0,7	4,9	3,5	2,8	2,5	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8

Начальник отдела ОПНМР



А.М. Горбани



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

24. 03. 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 14-108  
от \_\_\_\_\_ 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх.№МБ-199 от 24.03.2015г. направляю перечень скважин КП № 6 Ачимовского месторождения, КП №№ 23(дополнительные скважины), 24(дополнительные скважины) Северо-Островного месторождения, КП № 62бис Северо-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 4 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов



Перечень скважин КП №23 (дополнительные скважины) Северо-Островного м/р с планируемым грузным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут по зап.-ти	Qпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, ПЭД, кВт
Северо-Островное	***	23	гор с МГРН	ЮВ1	130	77	30	5-125-2500	90
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		нагн	ЮВ1	60	35	30	5-60-2500	45
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		нагн	ЮВ1	60	35	30	5-60-2500	45
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		плот	ПК				5-360-1900	180
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		нагн	ЮВ1	60	35	30	5-60-2500	45
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		гор с МГРН	ЮВ1	130	77	30	5-125-2500	90
				Сумм	2040	799			1395
				Ср.Д	204	80			

Перечень скважин КП №24(дополнительные скважины) Северо-Островного м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Плат	Qнзус, м3/сут по жид-ти	Qнзус, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, ПЭД, кВт
Северо-Островное	***	24	гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
	***		гор	Б5	320	108	60	5-320-2200	180
				Сумм.	1920	648			1080
				Ср. Q	320	108			

Открытое акционерное общество  
 "Славнефть-Мегионнефтегаз"  
**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

6 октября 2015 г.  
 На № 176-З.20

№ 244-З.16\*  
 от 6 октября 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	23	Северо-Островное	757151	651975	270°23'

(сек. №4/п 14)  
 Примечание: ТПН- отсутствует  
 Схема разбуривания предствляжна ДСС (сек. №1/п 11 – сек. №14/п 1 – 27 п)

/Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента  
 геологии и недропользования

М.Ф.Старицын

Начальник отдела  
 земельных отводов

Д.В.Соловей

Северо-Островное м-е.

К-23

М 1:1000

КП-23





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

10 апреля 2015 г.  
На № 176-270

№ 244-115<sup>а</sup>  
от 6 апреля 2015 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Система координат 1963г.		НДС
			Х	У	
1.	24	Северо-Островное	754018	652064	339°48'
<small>(см. №19)</small> Примечание: ТПП-отсутствует Схема разбуривания предостеклота ДСС (см. №19а) - см. №19а) - 15 м)					

/Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования



М.Ф.Старичин

Начальник отдела  
земельных отводов



Д.В.Соловей

Северо-Островное м-е

K-24

M 1:1500

10  
1951  
Nen/n 18  
Nen/n 17

Nen/n 16  
Nen/n 15

Nen/n 14  
357

356  
353

351  
345

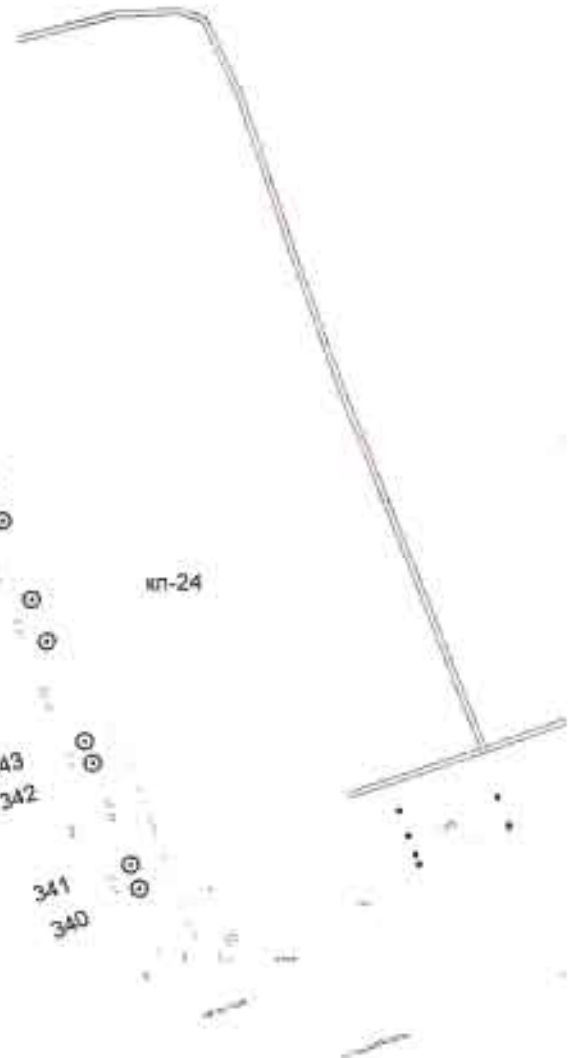
346  
349

350  
344

343  
342

341  
340

КП-24



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

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

07 04 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АТ-46/316  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

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

*О проектировании*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

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

1. КП №6 Ачимовского м/р - 1500м<sup>3</sup>;
2. КП №№23,24 Северо-Островного м/р - 1500м<sup>3</sup>;
3. КП №626ис Северо-Покурского м/р - 1500м<sup>3</sup>.

С уважением,  
Начальник ПТО по СС

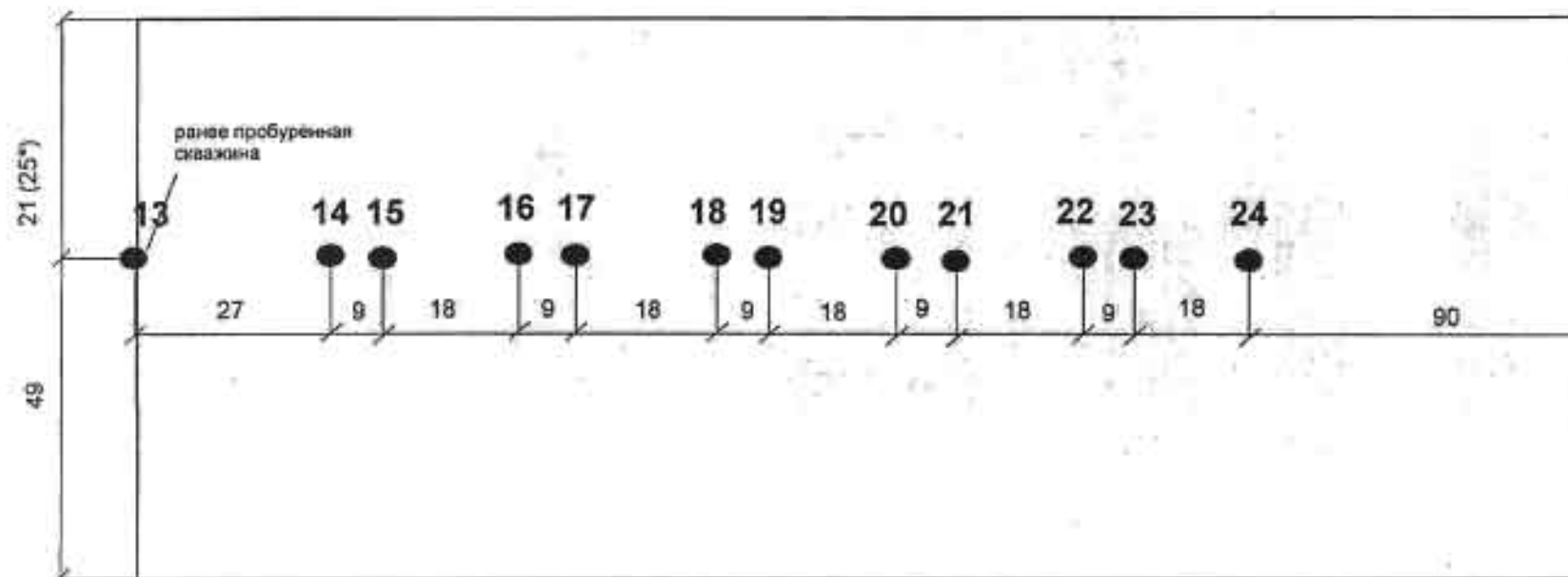


А.Н. Терешун

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 23 СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 07.04.15 г.)

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

Демонтажная зона - 90 м



Примечание: \* -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

Терешун А.Н.

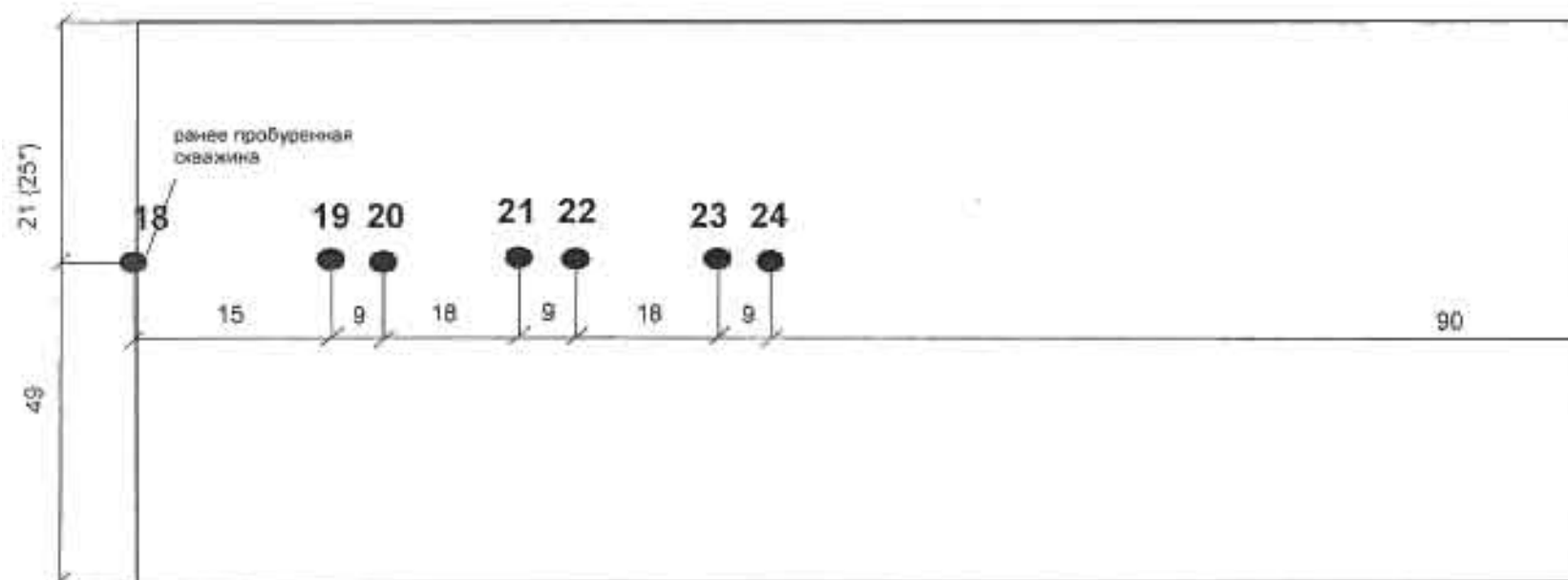
/Гл. специалист ПТО по СС ДСС ОАО "СН - МНГ"

Уразеев Д.И.

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 24 СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 07.04.15 г.)

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

Демонтажная зона - 90 м



Примечание: \* -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

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

*Handwritten signatures of Tereshun A.N. and Urazov D.I.*

Терешун А.Н.

Уразов Д.И.



**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
**НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 23».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 23», 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 № 23 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 Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин 23» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроеным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 3 Покамасовского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

#### ***1. Нижний уровень системы управления в составе:***

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

#### ***2. Верхний уровень системы управления:***

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

### ***4. Функции АСУ ТП***

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

#### ***Нижний уровень:***

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

#### ***Верхний уровень:***

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

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

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

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

## **5. Объем автоматизации и АСУ ТП**

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 23:

### **1. Станция управления нефтяной скважиной**

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - o дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управления при помощи:
  - o 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 КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
  - положение ПСМ;
  - номер скважины на замере;
  - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «вехного» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «вехного» 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 Эмис-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 – 23.

### **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 дозировочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;



## **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 23.**

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 поплавковый «ПМП-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 металлоукав 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»;
- ППБО-85 «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 № 23:

- 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 НПТ-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 23.» до 24.03.2016г.**

/ Начальник ОА



С.В. Наливайко



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-so@mail.ru](mailto:ais-so@mail.ru)

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

Исх. № АХ-551/03

«15» апреля 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 23.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК 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 161,425 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 45 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;

расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

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

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

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



*Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0877 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.*

*1 экз. 4 листа.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Островного м/р. Куст скважин № 23.» до «    »    2016г.

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. № \_\_\_\_\_

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

## РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 101-08-0877

От 04.03.2008  
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016  
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул., № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684  
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021186 и приказом 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. Панков



Примечание: Настоящее разрешение без подлинной подписи недействительно.



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

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

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

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

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

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

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

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

## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-2, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

## 3. Частотно-территориальный план 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 (шкрота, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Сургутский рн, Покамисовское месторождение 61N07 74E37	45	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		161,4250	161,4250
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		161,4250	161,4250

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



А.А. Панков

---

16 МАЙ 2013 4:54

ФАКС HP LASERJET

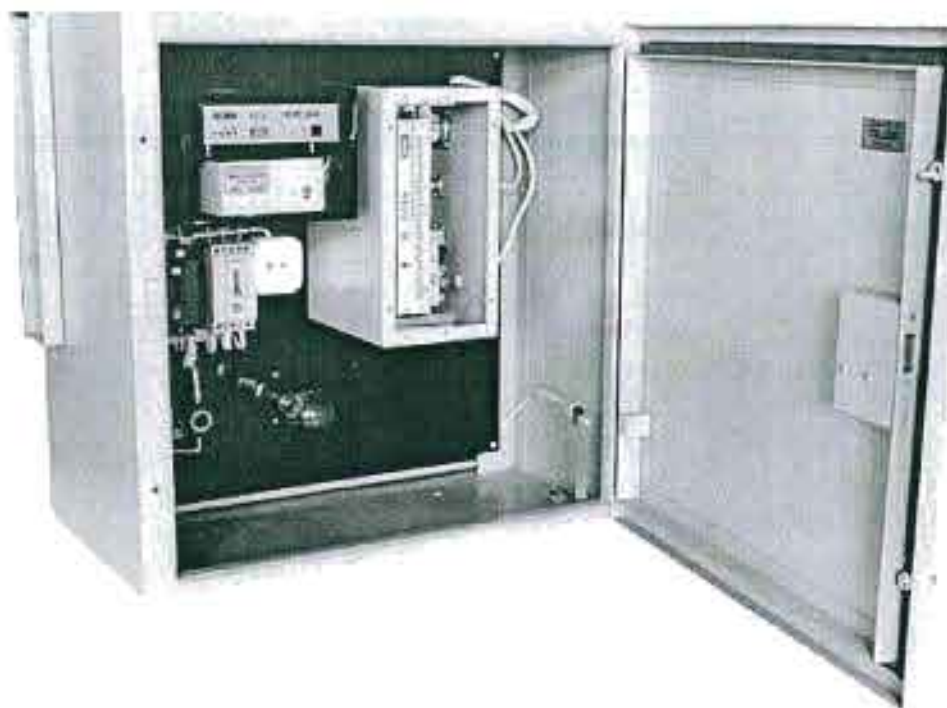
6757766

С.4

Всего прошито, пронумеровано и  
скреплено печатью 3 листа

Начальник отдела  
М. В. Григорьева





#### Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

#### Технические характеристики:

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

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



