

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

 _____ А. М. Пятаев
 _____ 2014 г.

Задание на проектирование N 196-14
 «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок
3.	Основание для проектирования
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера
6.	Требования к проектной организации
	– Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016 г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки № 230, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате MapInfo.

- Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.

12. Требования к выделению пусковых комплексов

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. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

13. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования

Куст № 230 – 12 скважин

1-й этап строительства :

- «Обустройство 1-ой скважины куста №230»

Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 6

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 230

месторождение	куст	Назнач. Натп. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	230	гор	A1(3)	75	45	30
		натп, в ппд	A1(3)			
		гор	A1(3)	73	44	30
		гор	Ю1	110	57	40
		натп, в ппд	A1(3)			
		гор	A1(3)	75	45	30
		натп, в ппд	B8(2)			
		гор	A1(3)	75	45	30
		гор	B8(2)	420	54	85
		натп, в ппд	Ю1			
		гор	B8(2)	420	54	85
		гор	Ю1	110	57	40
			Сумма	1358	401	
			Ср. Q	170	50	

Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3

Планируемое погружное оборудование куста скважин № 230 представлено в Приложении № 4

- «Автодорога на куст скважин № 230»,

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 230	0,3	Возможна корректировка

- «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 230» - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 230 (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка

– «Нефтегазопровод «к.230– т.вр. к. 224»

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«Нефтегазопровод «к.230– т.вр. к. 224» (Приложение № 9)	1,3	Возможна корректировка

2-й этап строительства – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 230» - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 230 (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка

3-й этап строительства Нефтегазопровод «т.вр.к.224– т.вр. к. 219»

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«Нефтегазопровод «т.вр.к.224– т.вр. к. 219» (Приложение № 9)	0,6	Возможна корректировка

4-й этап строительства Нефтегазопровод «т.вр.к.219– ДНС-2»

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«Нефтегазопровод «т.вр.к.219– ДНС-2» (Приложение № 9)	7,1	Возможна корректировка

5-й этап строительства – «Высоконапорный водовод «т.вр.– к.230»

Проектирование высоконапорных водоводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами закачки жидкости. Требуемое давление нагнетания рабочего агента в пласт **190 кг/см²**.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«Высоконапорный водовод «т.вр.– к.230» (Приложение № 9)	0,3	Возможна корректировка

6-й этап строительства – вторая скважина;

7-й этап строительства – третья скважина;

8-й этап строительства – четвертая скважина;

9-й этап строительства – пятая скважина;

10-й этап строительства – шестая скважина;

11-й этап строительства – седьмая скважина;

12-й этап строительства – восьмая скважина;

13-й этап строительства – девятая скважина;

14-й этап строительства – десятая скважина;

	<p>15-й этап строительства – одиннадцатая скважина;</p> <p>16-й этап строительства – двенадцатая скважина;</p>
14.	<p>Требования к техническим решениям</p> <p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7; – Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм; – Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии; – Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 9; – 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 РД Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки. – При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры; – При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения; – При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, и оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин; – Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком; – Предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики.

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика.
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85)
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908)

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97* п5.18* табл.4*)

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 ФЗ-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*).
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5).
- В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.).
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи:
- перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, 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,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09
- Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).

	<ul style="list-style-type: none"> – Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 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.
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовая площадка №230 расположена за пределами границ территории традиционного природопользования. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №10) – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19). – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). 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)

	—
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод» –
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика. –
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101). –
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации. –
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство

	<p>Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230» .</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин № 230 Ватинского месторождения».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин №230 Ватинского месторождения».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №230 Ватинского месторождения».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин № 230 Ватинского месторождения».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 8 «Геолого-физические характеристики продуктивных Ватинского месторождения» .</p> <p>Приложение №9 «ТУ на проектирование промысловых трубопроводов».</p> <p>Приложение №10 «Идентификационные признаки».</p> <p>Приложение №11 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Приложение №12 «Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК».</p>
25.	Срок выдачи проекта
	<p>– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.</p> <p>–</p>
26.	Срок выдачи тендерной документации
	<p>– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.</p> <p>–</p>
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<p>– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах</p> <p>– В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</p> <p>– Подрядчик загружает документацию в систему УПКС Заказчика.</p>
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<p>– Представить опросные листы в формате Заказчика</p> <p>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls.</p> <p>– 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).</p> <p>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно приложению №12.</p> <p>–</p>
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<p>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №11).</p> <p>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.xml, *.arp, *.xls.</p>
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<p>– Согласовать проектные решения с заказчиком.</p> <p>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</p>

31.	Особые условия
	<ul style="list-style-type: none"> - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; - Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo; - Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования; - Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». –
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Инженер 2 категории ООПИР ДПИРиВОЭ



Сергеев А. А.

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p> Д. А. Николаев</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> И. Г. Тухфатуллин</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> Е. В. Лещенко</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды</p> <p> О. В. Анцелович</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>
<p>Начальник ООПИР</p> <p> С. Н. Бабкин</p> <p>« <u>20</u> » <u>11</u> 2014 г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

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

«» И.Г. Тухфатуллин
2014 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Ватинского месторождения нефти.
Куст скважин № 230».**

1.	Наименование объекта																								
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 230.																								
2.	Географическое положение объекта																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок																								
3.	Основание для проектирования																								
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																								
4.	Заказчик																								
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																								
5.	Вид строительства																								
	Капитальное строительство.																								
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																								
	2016 г.																								
7.	Условия ввода в эксплуатацию																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	Состав проектируемого объекта:																								
	<u>Куст скважин № 230 – 12 скважин:</u>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 230</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №230 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №230 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.230 - т.вр.к.224 (Приложение №1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.224 - т.вр.к.219 (Приложение №1)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.219 – ДНС-2 (Приложение №1)</td><td>7,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. – к.230 (Приложение №1)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 230	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №230 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №230 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.230 - т.вр.к.224 (Приложение №1)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.224 - т.вр.к.219 (Приложение №1)	0,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.219 – ДНС-2 (Приложение №1)	7,1	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. – к.230 (Приложение №1)	0,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 230	0,3	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №230 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №230 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.230 - т.вр.к.224 (Приложение №1)	1,3	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.224 - т.вр.к.219 (Приложение №1)	0,6	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.219 – ДНС-2 (Приложение №1)	7,1	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр. – к.230 (Приложение №1)	0,3	Возможна корректировка																							

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем пласта с одной скважины представлены в Приложении №6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 230

месторождение	куст	Назнач. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	230	гор	A1(3)	75	45	30
		нагн, в пзд	A1(3)			
		гор	A1(3)	73	44	30
		гор	Ю1	110	57	40
		нагн, в пзд	A1(3)			
		гор	A1(3)	75	45	30
		нагн, в пзд	B8(2)			
		гор	A1(3)	75	45	30
		гор	B8(2)	420	54	85
		нагн, в пзд	Ю1			
		гор	B8(2)	420	54	85
		гор	Ю1	110	57	40
			Сумма	1358	401	
			Ср. Q	170	50	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 230 представлено в Приложении №4.

9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ППД куста № 230:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см². Проектом проработать вопрос по достижению требуемого давления закачки рабочего агента в пласт;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора

(накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар):

- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно, принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

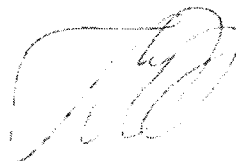
- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах - пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.);
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ

	<p>2.2.4.706-98);</p> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ. <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 230 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также

	результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Ватинского месторождения».</p>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных

	<p>организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 ОПОМ ДПРПиОМ



А.И. Лузин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Ватинского месторождения нефти.
Кусты скважин № 230»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Гортиков А.А. " " 2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Новичков А.А. " " 2014г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Мережкин Р. А. " " 2014г.</p>

22 / 7



Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА
И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ул. Кузьмина, 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-66-88 факс: (34643) 4-67-99

17 ноября 2014 г.
На № _____

№ МБ-936
от _____ 2014 г.

**Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко**

О направлении технических условий.

Уважаемый Евгений Владимирович!

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

1. Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин №7. УПКС №14-20192014;
2. Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №28. УПКС №14- 20202014;
3. Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Кусты скважин №18,29. УПКС №14- 20212014;
4. Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230. УПКС №14- 20222014;
5. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №117. УПКС №14- 20232014;
6. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №68. УПКС №14- 20242014;
7. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №46. УПКС №14- 20252014;
8. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №56бис. УПКС №14- 20262014;
9. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №42бис. УПКС №14- 20272014;
10. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №30бис. УПКС №14- 20282014;
11. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №29бис. УПКС №14- 20292014;

Приложение: по тексту – 628 листов.

С уважением,
Начальник

М.Н. Бессонов

Лузин А.И.
тел:46-997

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

 М.Г. Разин
2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ватинского лицензионного участка Северо-Ореховского месторождения
нефти. Куст скважин № 230»

1. Месторождение, район строительства	Ватинский лицензионный участок Северо-Ореховское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.230 – т.вр.к.224» Нефтегазопровод «т.вр.к.224 – т.вр.к.219» Нефтегазопровод «т.вр.к.219 – ДНС-2» Высоконапорный водовод «т.вр. – к.230»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>Этап 1. Нефтегазопровод «к.230 – т.вр.к.224» От к.230 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Ореховского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 1358/401 при проведении гидравлического расчета учесть жидкость с к.226 $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ – 111/20 Давление в точке подключения – 24 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p>Этап 2. Нефтегазопровод «т.вр.к.224 – т.вр.к.219» От т.вр.к.224 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Ореховского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 5767/660 Давление в точке подключения – 18,6 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 168.219мм</p> <p>Этап 3. Нефтегазопровод «т.вр.к.219 – ДНС-2» От т.вр.к.219 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Ореховского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 6587/711 Давление в точке подключения – 5 кгс/см² Диаметр в точке подключения – Ду 200мм, дополнительно определить по результатам изысканий.</p> <p>Этап 4. Высоконапорный водовод «т.вр. – к.230» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от ДНС-2 на к.230</p>

	<p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1070$.</p> <p>Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 168мм</p>
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ингибиторная защита, ЭХЗ и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. – Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; – Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; – Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. – Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет; – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1); – В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; – Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; – Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²; – Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления

- предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
 - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
 - Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка.
 - б) врезка тройником.
 - в) подключение в существующую задвижку
 - В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
 - Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
 - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

	<ul style="list-style-type: none"> – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и с ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДГТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.

8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.
--	---

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТГ



Е.А. Войтович

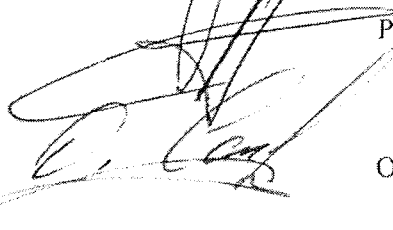
СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н.Бессонов

Главный инженер ВНИГДУ ОАО СН-МНГ

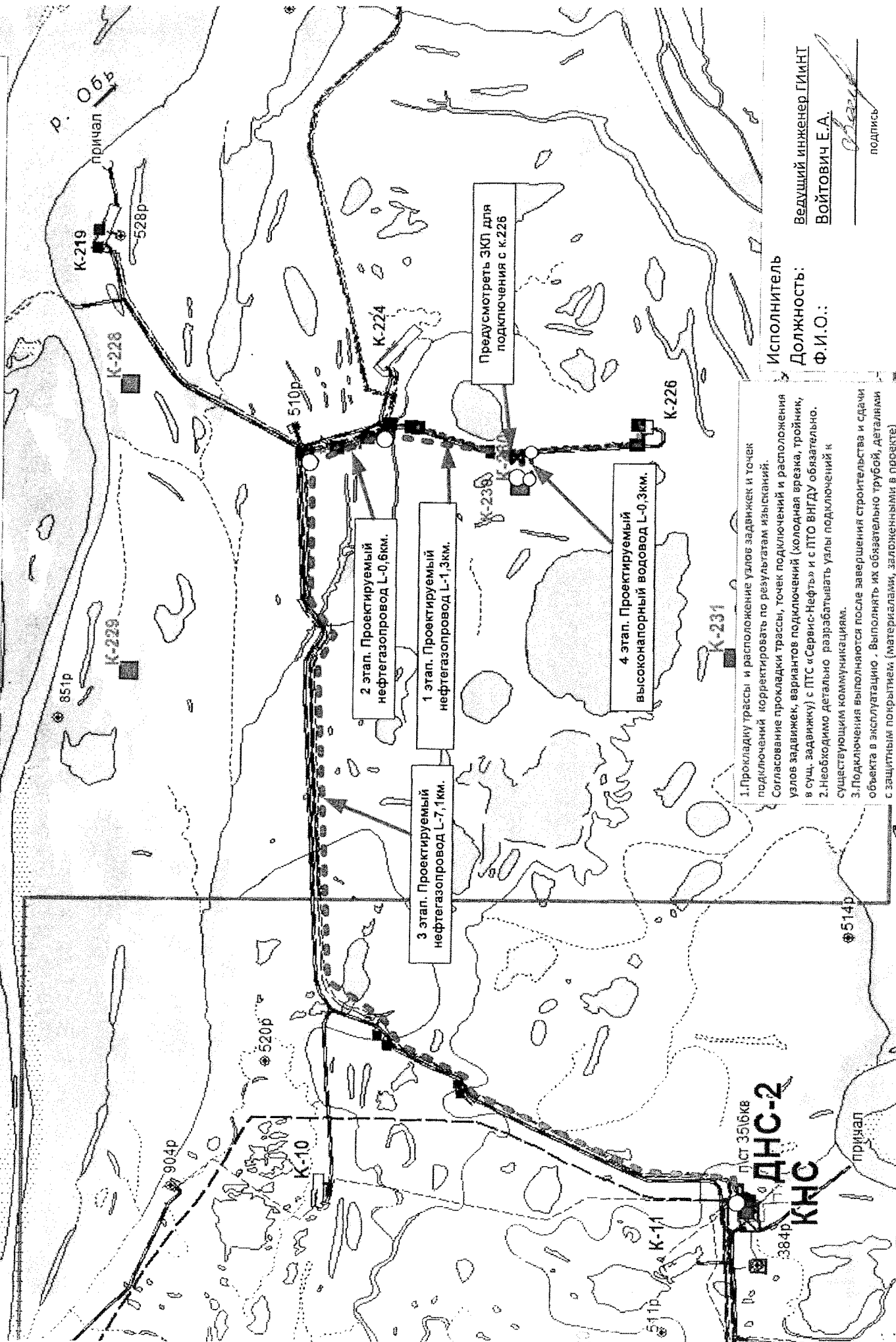


Р.А.Мережкин

Главный инженер
управления «Сервис-нефть» ОАО СН-МНГ

О.Е. Сапронов

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста 230 Ватинского м/р. Приложение № 1



Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИТ

Войтович Е.А.

подпись

1. Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключения и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» и с ПТО ВГДУ обязательно.

2. Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.

3. Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные сваи изготовить трубное основание, на которое монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

Калитку располагать со стороны дороги, подъезда к узлу задвижек. Калитка должна открываться наружу и висеть на петлях. Предусмотреть засов.

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

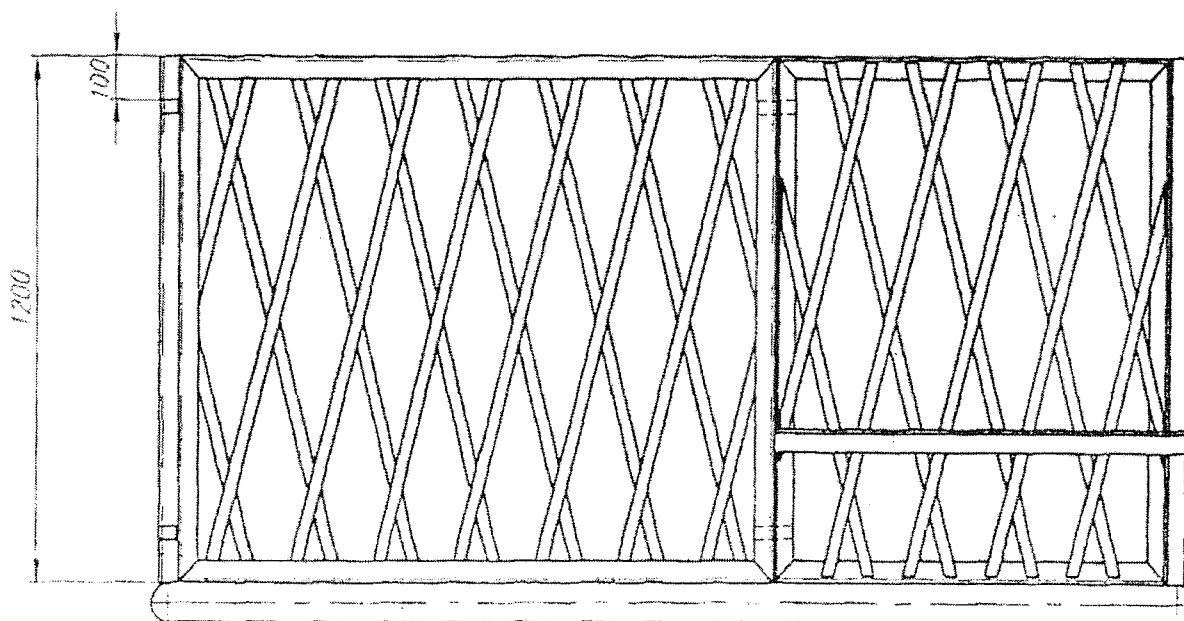
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

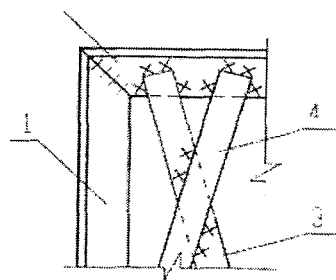
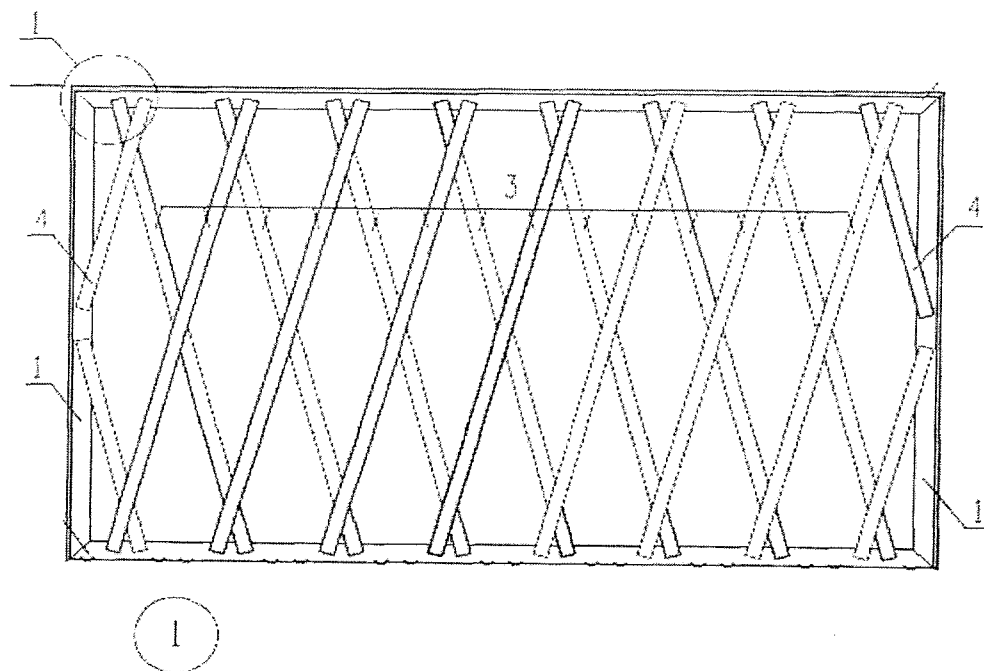
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 33 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 33 \times 450 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{0255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

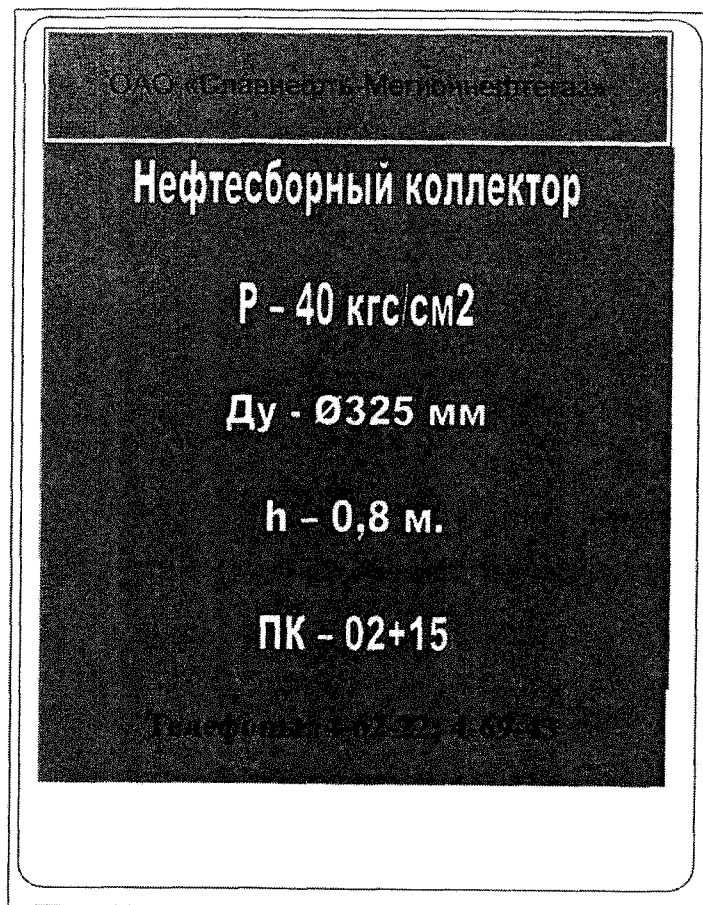
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Приложение № 1

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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-60-70 факс: (34643) 4-62-53

"08" 10 2014 г.
На № _____

№ МР-472
от «__» _____ 2014г.

Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объекту: « Обустройство Ватинского лицензионного участка Северо-Ореховского месторождения. Куст скважин № 230».

Приложение: ТУ – 9 л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

Е.А.Войтович
тел. 46-927

10.10.14



Приложение № 2

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

27 июля 2014 г.
На № МБ-607

№ ВКС- 177.3
от 07.07.2014г.

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-230
Ватинского месторождения нефти.

Приложение: ТУ №229-2014 от 21.07.2014г. - 3 листа в 1 экз.

В.Е. Сыровежкин

Исп. Трофимов И. А.
Тел. 8(34643)4-65-62

ВКС-177-3
07.07.14
МБ-1476
08.07.2014

Технические условия № 229-2014 от 21.04.2014
на электроснабжение КП-230 Ватинского м/р.

Запрашиваемая мощность – 792 кВт.

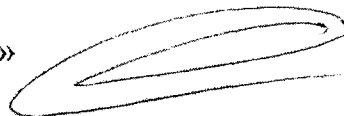
1. Разработать проект электроснабжения КП-230 Ватинского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
 - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-230 Ватинского м/р.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 6.4. Точки подключения:
 - Ячейка №5 ПС-35/6кВ «Куст-224»;
 - Ячейка №18 ПС-35/6кВ «Куст-224».
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-224» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 6.6. Прокладку по кабельным эстакадам КЛ-6кВ (по две на каждый фидер) с изоляцией из сшитого полиэтилена от ячеек №5, 18 до первых опор проектируемых ВЛ-6кВ на КП-230. Технические характеристики определить проектом.
 - 6.7. Реконструкцию существующих или строительство новых кабельных эстакад.
 - 6.8. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-230 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 6.9. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ, КЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 6.10. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 6.11. Пункт АВР-6кВ на КП-230 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 6.12. 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».
 - 6.13. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 6.14. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 6.15. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.16. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.17. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 6.18. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-

6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.

- 6.19. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 6.20. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 6.21. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.22. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-230.
- 6.23. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.24. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.25. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-230 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.26. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.27. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.28. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1. Однолинейная схема ПС-35/6кВ «Куст-224» на 1 листе в 1 экземпляре.

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

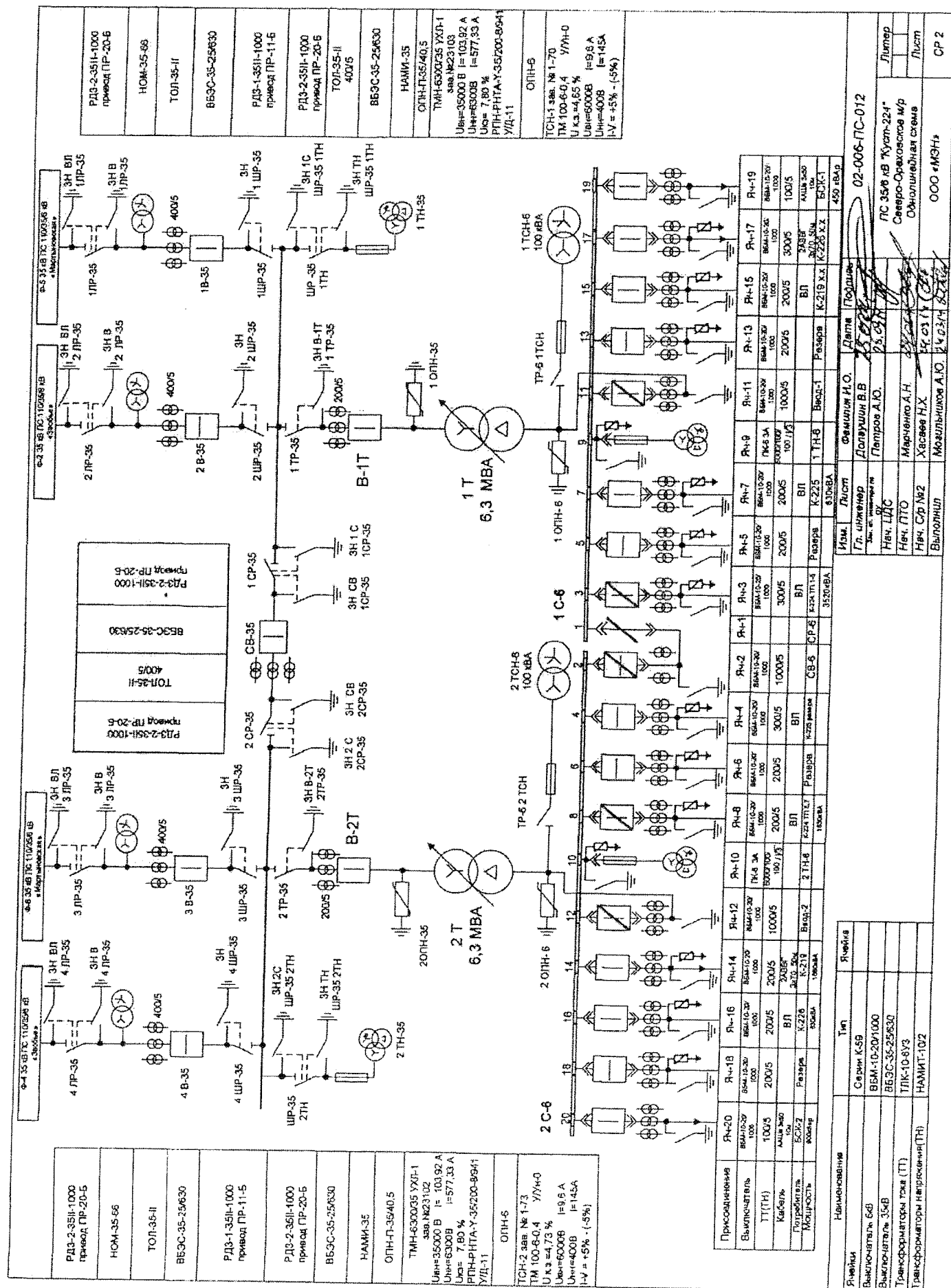


В.В. Долгушин

**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



В.Е. Сыровежкин





Приложение № 3

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

№ 66 20 14 г.
На № _____

№ 65-254
от _____ 20 _____ г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!


В ответ на Ваше письмо №МБ-510 от 09.06.2014г. направляю Вам проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №230 Ватинского месторождения.

Также направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 18, 28, 29 Северо-Островного месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №230 Ватинского месторождения;
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №18 Северо-Островного месторождения;
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №28 Северо-Островного месторождения;
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №29 Северо-Островного месторождения.

С уважением,
Начальник ДГНП


М.О. Перегудов

Динамика основных показателей разработки КП № 230 Ватинского месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КП № 230											
1											
1.1	Общий фонд скважин, шт	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- нагнетательных	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	54	84	54	53	51	50	48	47	45	44
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	224	485	485	486	485	485	485	486	485	485
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	165	394	423	426	426	428	429	432	432	433
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,8	5,8	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0

Начальник отдела ОПиМНР

А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 230 Ватинского месторождения

№ п/п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газовый фактор	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	нагн	с отработ	без отработ	водозаб	жидк					
									м3/сут	м3/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
Ватинское НГДУ															
1	Ватинское	230	А1(3), Б8(2), ЮВ1	12	8	0		4	0	1358	401	1070	А1(3)-70, Б8(2)-88, ЮВ1-96	ЭЦН	
1	Итого по месторождению			12	8			4	0						

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

Начальник геологического отдела ДГин ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 230
Ватинского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	230	гор	A1(3)	75	45	30
		нагн, в ппд	A1(3)			
		гор	A1(3)	73	44	30
		гор	Ю1	110	57	40
		нагн, в ппд	A1(3)			
		гор	A1(3)	75	45	30
		нагн, в ппд	Б8(2)			
		гор	A1(3)	75	45	30
		гор	Б8(2)	420	54	85
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Б8(2)	420	54	85
		гор	Ю1	110	57	40
			Сумма	1358	401	
			Ср. Q	170	50	

Приложение № 4



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

03 07 2014 г.
На № МБ-599

№ 14-95
от 01 07 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх. № МБ-599 от 01.07.2014 г. направляю перечень скважин: КП № 230 Ватинского месторождения; КП № 18, 28, 29 Северо-Островного месторождения; КП № 34 Ачимовского месторождения; КП № 39 Западно-Асомкинского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 6 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №230 Ватинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жидкости	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Ватинское	***	230	гор	A1(3)	75	45	30	5-80-1500	63
	***		нагн. в ППД	A1(3)					
	***		гор	A1(3)	73	44	30	5-80-1500	63
	***		гор	Ю1	110	57	40	5-125-2500	90
	***		нагн. в ППД	A1(3)					
	***		гор	A1(3)	75	45	30	5-80-1500	63
	***		нагн. в ППД	B8(2)					
	***		гор	A1(3)	75	45	30	5-80-1500	63
	***		гор	B8(2)	420	54	85	5а-400-2200	180
	***		нагн. в ППД	Ю1					
	***		гор	B8(2)	420	54	85	5а-400-2200	180
	***		гор	Ю1	110	57	40	5-125-2500	90
					1358	401			792



Приложение № 5

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

17 июля 2014 г.
На № 175-596

№ АН-40⁶
от 1 июля 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым
площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	230	Ватинское	753 020	391 818	30°

Примечание: ГПП - отсутствует

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

ВАТИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КП № 230

МАСШТАБ 1 : 23 000

510

K-224

K 226

230

231

ОТ:

ТЕЛ:

6 НОЯ 2014 11:20 СТР1

Приложение №6



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

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

06 11 2014г.
На № _____

№ 25-46/1266
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

1. КП № 230 Ватинского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв.-2200 м³.

С уважением,
Начальник

Д.А. Брюхов

А.Д. Шинкарев
47-998

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА № 230 ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
по состоянию на 02.07.14г

33 18 9 18 9 18 9 18 9 18 9 18 9 18 9 18 9 18 90

Начальник ДСС

Д.А. Брюхов

Гл. специалист ПТО ДСС

Д.И. Уразов



Приложение № 7

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-14-66, факс (34663) 4-19-07

27 июня 2014 г.

На № _____

№ 11-19-980

от _____ 201_ г.

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

О предоставлении ТУ.

На Ваш запрос, направляю технические условия для проектирования разделов
АСУ ТП следующих кустовых площадок:

Тайлаковское м.р. КП №№ 55, 13-6, 122, 89, 63, 58, 88, 118, 82, 46, 78, 9, 52, 42;

Аганское м.р. КП № 187;

Ачимовское м.р. КП №№ 31, 30, 29, 34, 36;

Ватинское м.р. КП №№ 42, 203, 222, 253, 252, 230;

Локосовское м.р. КП №№ 113, 105.

Приложение:

ТУ

28 экз.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко
тел. 4-19-76

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА**

**«ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 230».**

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 230», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

– ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

– Приказ № 101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

– ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 230 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 Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 230» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ_ЗКМ. вывод информации осуществлять в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 1 Ватинского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти Ватинского 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 № 230:

1. Скважины с ЭЦН

- местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по двум линиям связи: типа «сухой контакт» и интерфейс «RS 485»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ЗКМ»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ):
 - текущие показания датчиков;
 - временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
 - расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
 - исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
 - автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):
 - 1) Аварийные сигналы:
 - выход рабочего давления установки за предельные значения;
 - загазованность 20% в БТ;
 - предельная загазованность 40% в БТ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);

- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

3. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вэлт ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 230.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтдобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
- вывод информации о состоянии обогревателей вывести на систему ТМ посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом.

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПП.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50⁰ С со степенью защиты IP 65.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
- расположение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
- точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 230.

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

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

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

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

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

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-1а 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 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-ZKM.

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (для каждого из блоков применить регулятор ОВЕН ТРМ1 производства фирмы «ОВЕН»).

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 230:

- 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 «РПП-12»

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

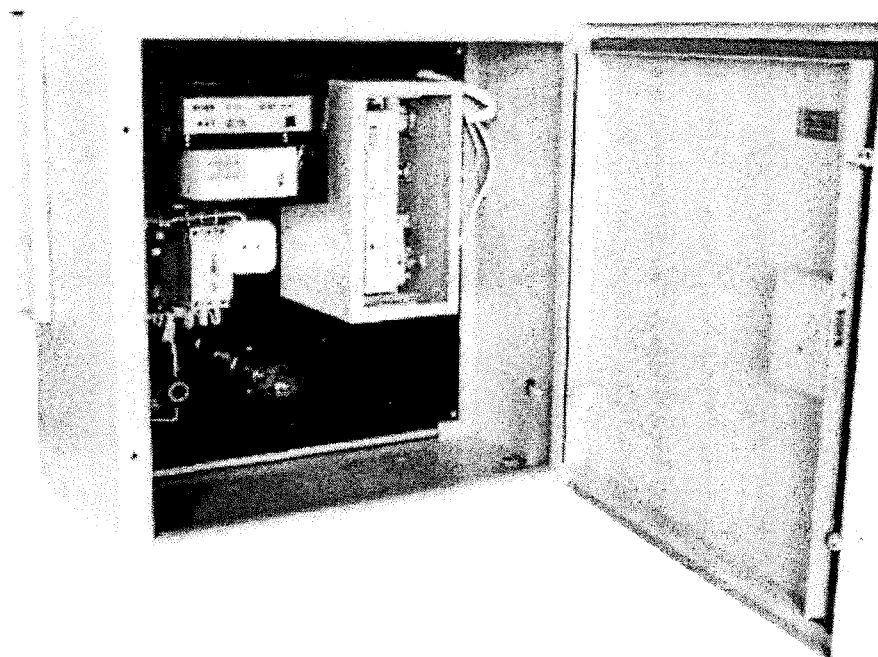
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 230.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



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 отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

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

В модифицированных вариантах СТК-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:

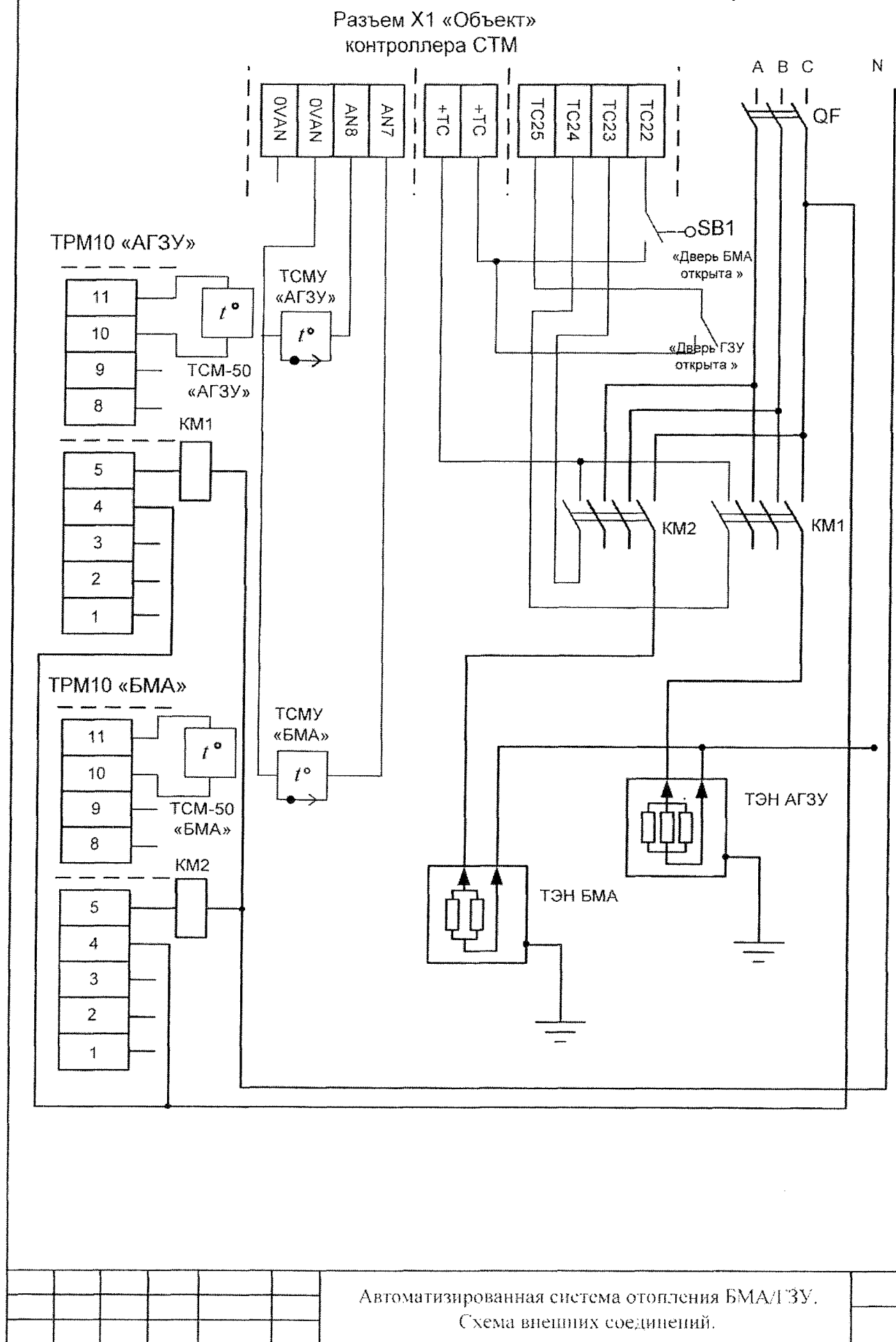
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
ДЛЯ ОБЪЕКТА
ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 230.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского 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 ЗКМ 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, входящая в комплект БА.

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,4125 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 20 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 327-08-0214 от 08.05.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 230.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



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

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

_____ 200__ г. № _____
На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 327-08-0214

От 08.05.2008
(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., д. 8, г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684
ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 31.01.2008 № АК-260/03, 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 25.12.2007 № 07-3-022688 и приказ Россвязьохранкультуры от 08.05.2008 № 327

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 условий использования радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 08.05.2008 № 327-08-0214

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

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

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

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

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действия 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.

Использование радиочастот разрешается при условии непредъявления претензий на помехи от РЭС Минобороны России и исключения помех работе данных РЭС.

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

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

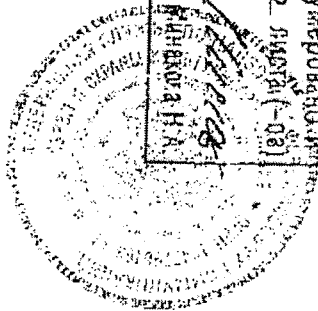
Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи	приема
БС-1	Нижневартовский рн, Ватинское месторождение 61N06 76E06	20,0	7,0	0-360/0/вертикальная	10,0		160,4125	160,4125
Стационарные АС	В радиусе 30 км от БС-1	до 20,0	9,0	0-360/0/вертикальная	10,0		160,4125	160,4125

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



А.А. Панков

Всего прошито, пронумеровано, и
скреплено печатью 3 листа(-ов)
Зам. начальника отдела
ведения реестра А. А. А. А.
настойных присвоений А. А. А. А.



«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №230»
(полное наименование объекта)

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок.
(адрес расположения объекта)

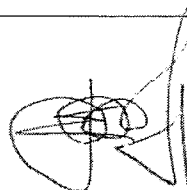
№ n/n	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №230 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтедбор от куста скважин №230 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	

2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №230			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №230			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №230			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ



Е.П. Кечин

Приложение №9

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Ватинского месторождения

Таблица 1

Показатели	эксплуатационные объекты										пластово-сводный	
	АВ1-1	АВ1-2	АВ3	АВ4	АВ5	АВ6	АВ7	АВ8	БВ0	БВ1	БВ2	БВ3
Средняя глубина залегания кровли (абс. отметка), м	1682-1735	1690-1752	1740-1767	1741-1780	1766-1773	1719-1817	1821-1868	1845-1869	1865-1912	1888-1936	1914-1957	1934-1969
Тип залежи	пластово-сводный										пластово-сводный	
Тип коллектора	экранированный										пластово-сводный	
Площадь пласта, тыс. м ²	485121	464173	10740	7167	6621	4562	7295	6194	18196	15368	3458	5003
Средняя обшая толщина, м	5,9	3,8-12,3	7,5	10,6	21,4	23,1	12,8	16,2	2,2-5,3	4,2-12,5	15,9	10,3-15,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,3	10,8	2,8	3,1	6	6,8	3,9	5,4	5,5	7,8	4,9	6,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,23	0,24	0,22	0,22	0,23	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,39	0,53	0,54	0,6	0,64	-	0,62	0,59	0,62	0,64	-	0,6
Коэффициент нефтенасыщенности ВПЗ, доли ед.	-	0,52	0,53	0,59	0,67	0,62	0,55	0,57	0,51	0,54	0,55	0,56
Щелочность, 10 ⁻³ ммг/л	3,1	69-401,5	218	166,5	296	302	165	216	45,6-297	77-212,8	482	51,7-298
Коэффициент проницаемости, д. ед.	0,77	0,72	0,68	0,56	0,61	0,67	0,56	0,6	0,79	0,71	0,82	0,58
Расчетная	2,2	3,6	3,2	4,2	6,3	7,9	4,7	5,2	2,1	2,9	4,8	4,3
Начальная пластовая температура, °С	70	72	75	-	-	-	80	80	80	80	81	82
Начальное пластовое давление, МПа	17,4	17,4	17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,6	19,2	19,2	19,4	19,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	2	2,2-31	1,89	-	-	-	1,36	1,17	1,51	1,02	-	1,72
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа*с	-	-	-	8,69	-	13,15	-	8,94	10,44	10,12	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,803	0,789-	0,788	-	-	0,762	0,793	0,738	0,777	0,726	0,765	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,842	0,842	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Абсолютная отметка ННК, м	1690	1690	1701	1720	1738	1763	1813	1817	1857	1876-1881	1882	1908-1912
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,15	1,15	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Содержание серы в нефти, %	0,91	-	1	1,45	1,45	1,42	1,42	0,93	0,79	0,71	0,71	0,71
Содержание парафина в нефти, %	3,4	2,31-3,8	-	2,9	-	3,4	-	3,2	2,5	-	-	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4	7,48	7,2	7,2	7,2	7,2	8,9	7,4	7,9	8,8	6,7	7,6
Газовый фактор, д. ед.	45	45	45	45	45	41	41	44	44	44	44	44
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Площадь воды в пластовых условиях, км ²	1,013	-	-	1,012	-	1,014	-	-	-	1,01	-	-
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефть	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вода	-	-	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Парафин	4,2	4,2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,475	0,531	0,603	0,607	0,624	0,618	0,603	0,624	0,684	0,655	0,665	0,626

Ватинское месторождение
Ватинский нефтяной район
Ватинский нефтяной район
Ватинский нефтяной район

Ватинское месторождение
Ватинский нефтяной район
Ватинский нефтяной район
Ватинский нефтяной район

Ватинское месторождение
Ватинский нефтяной район
Ватинский нефтяной район
Ватинский нефтяной район

Водоносная способность

Окончание табл.1
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Вятинского месторождения

Наименование	эксплуатационные объекты					пластово-сводный	пластово-сводный	пластово-сводный, тектонически экранированный	ЮВ1	ЮВ2-3
	БВ4	БВ5	БВ6	БВ7	БВ8					
Средняя глубина залегания кровли (абс. отметка), м	1966-2009	2003-2046	2036-2122	2071-2108	2114-2195	2325-2488	2408-2542	2460-2528		
Тип залежи	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.	пл.-свод., лит.экранн.		
Тех. коллекторы										
Площадь нефтяных залежей, тыс. м ²	7456	1459	51244	5092	161616	133593	160620	1979		
Средняя общая толщина, м	58-18	12,6	13,6	6,6-8	13,5-21,6	13,5-15,67	8,7-13,9	2,8-3,4		
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,3	2,6	6,5	3,7	16,2	10,6	7	3,4		
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,22	0,21	0,22	0,21	0,18	0,17	0,15		
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,55	-	0,61	0,55	0,66	0,6	0,56	0,47		
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,53	0,54	0,6	0,52	0,62	-	0,54	0,46		
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	37,6-180	340	222,8	28,3-142,8	68,3-408,3	10,5-14,9	22,4-52,1	4,7-11,9		
Коэффициент нестационарности, д. ед.	0,71	0,84	0,79	0,69	0,8	0,55	0,75	0,9		
Расчетная температура, °С	4,3	3,9	4,4	2,2	5,4	4,4	3,4	1,5		
Начальное пластовое давление, МПа	85	85	87	87	80-88	90	96	26		
Начальная вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	1,63	-	1,3	0,99	1,05	-	1,01	-		
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа·с	-	-	9,1	5,21	6,18	-	4,02	-		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,750	0,820	0,784	0,737	0,736	0,734	0,631	-		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,842	0,842	0,846	0,840	0,833-0,840	0,831	0,831	0,831		
Абсолютная отметка ВНК, м	1945-1954	1967-1982	2018-2071	2025-2053	2130-2134	2308-2421	2392-2486	2440-2474		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,08	1,12	1,12	1,24	1,24	1,34	1,34	1,34		
Содержание серы в нефти, %	0,71	0,71	1,03	-	0,89	0,45	1,8	0,47		
Содержание парафина в нефти, %	-	-	3,16	-	3,14	-	3,1	-		
Давление диссоциации нефти газом, МПа	7	7,4	9	8,8	10	5,3	9,5	9,5		
Газовый фактор, м ³ /т	46	43	43	73	73	90	90	90		
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-	-		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,014	-	-	1,018	-	-	-		
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	-	-	-	-	-	-	-	-		
Нефть	10,4	9,5	15,4	14,8	13,9	-	14,5	-		
Вода	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2		
Порода	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,626	0,655	0,652	0,658	0,684	0,594	0,574	0,482		

Апрель 1988 г. № 38 от 15.03.1988 г.
Акт приема-передачи геологической информации
г. Ижевск 2 апреля 1988 г.
М. Д. Давыдов

Спасибо

В. Д. Давыдов

[illegible]

Dear Sir,
 I have the honor to acknowledge the receipt of your letter of the 10th inst. and in reply to inform you that the same has been forwarded to the proper authorities for their consideration.

The enclosed paper contains
 my friend's and wife's
 address.

3

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

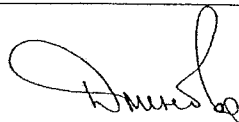
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

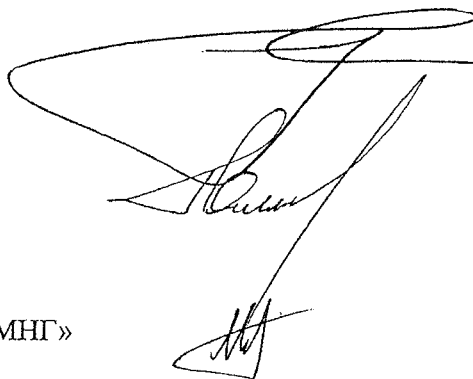
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»




Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова

июнь, 2014г

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС в РО ОАО "СН-МНГ", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИКУ ПОДРЯДНИКУ

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	Наименование подгруппы	Поставка Подрядник	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	1410ТЧ	Муфты обсаженные	Подрядник	
		2	606НМП	Механизированные устройства ТО трубопроводов	Подрядник	
		3	705НМП	Трубы стеклопластик	Подрядник	
		4	1490ТЧ	Трубы поддоизонров.	Подрядник (от Ду15 до Ду151)	Заказчик
		5	1360ТЧ	Отводы	Подрядник до Ду57	Заказчик от Ду57
		6	1370ТЧ	Переходы	Подрядник до Ду57	Заказчик от Ду57
		7	1380ТЧ	Тройники	Подрядник до Ду57	Заказчик от Ду57
		8	1460ТЧ	Трубы электросварные		Заказчик
		9	1470ТЧ	Трубы больш диаметра		Заказчик
		10	1480ТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик
		11	602НМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, заглушки, болышки, нутнера, Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядник	
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	0940ТЧ	Насосы промышленные	Подрядник (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик
		14	0950ТЧ	Компрессора промышленные	Подрядник (бытовые)	Заказчик
		15	761НМП	Мультифазные насосы		Заказчик
3	Нефтехимическое оборудование	16	1160ТЧ	Реверси и ревер обор.		Заказчик
		17	1170ТЧ	Нефтеаппаратура		Заказчик
		18		Емкостное оборудование		Заказчик
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик
		20		Понтоны и комплектующие	Подрядник	
		21		Теплообменное оборудование	Подрядник	
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядник	
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядник	
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядник	
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. котельное оборудование)	Подрядник	
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик
		27		Фильтры	Подрядник до Ду100	Заказчик от Ду100
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядник	
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик
		30		Печи и смеси для печей	Подрядник (смесовые печи)	Заказчик
		31		Комплектующие печей и смесовых	Подрядник	
		32		Кирпичи печей	Подрядник	
		33		Металлоконструкции	Подрядник	
		34	1201ТЧ	Вентильный	Подрядник	
		35	1301ТЧ	Вентиль	Подрядник	
		36	1401ТЧ	Передача	Подрядник	
		37	1501ТЧ	Линейности СМ	Подрядник	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
5	Электротехническое оборудование	88	2840ТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик (АИ-50, АД-12, АД-14, АЕ-ВА (от 0,11А до 50А))	Заказчик	
		89	2850ТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, 1 ПВМ2-10)	Заказчик	
		90	2860ТЧ	Контакты		Заказчик	
		91	2870ТЧ	Посты выключные		Заказчик	
		92	2880ТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	2890ТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	2900ТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	2910ТЧ	Предохран.высоковольт	Подрядчик		
		96	2920ТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-П, РЗ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС -П-220, радиодетали)	Заказчик	
		97	2930ТЧ	Выключатели накатные	Подрядчик		
		98	2940ТЧ	Выключатели концевые	Подрядчик		
		99	2950ТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	2960ТЧ	Индикаторы напряжени.	Подрядчик		
		101	2970ТЧ	Итанги изолирующие	Подрядчик		
		102	2980ТЧ	Переносные ящики	Подрядчик		
		103	2990ТЧ	Тех. лампы и исп.приб	Подрядчик (Астро-У'Ю, указатели положения)		
		104	3000ТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	3010ТЧ	Шиты осветительные		Заказчик	
		106	3040ТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	3050ТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	3060ТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	3070ТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	3080ТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	3090ТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	3100ТЧ	Электронизм.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	3740ТЧ	Низковольт.поборудов.	Подрядчик		
		114	3850ТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	3860ТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 10,20 - 14,30)	
		116	3900ТЧ	Лампы коммут.сигн	Подрядчик		
		117	3930ТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	5300ТЧ	3/4 Газ.порш.эл.стан		Заказчик	
		119	5330ТЧ	3/4 компр. ДОН-160ШМ		Заказчик	
		120	612НМП	3/4 к эл.оборудован		Заказчик	
		121	628НМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674НМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675НМП	Наз.эл.-прот.система		Заказчик	
		124	750НМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	2700ТЧ	Трансформ.подстанции		Заказчик	
		126	2710ТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	3030ТЧ	Диски электростанции		Заказчик	
		128	3910ТЧ	Трансформаторы ТМНН		Заказчик	
		129	722НМП	Полуставки измерительн		Заказчик	
		130	750НМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768НМП	Электростанции мини		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
6	Блочное-комплексное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	2580ТЧ	Радиопел. телеф. апар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульта микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиостанции	Подрядчик		
		138	2610ТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	2620ТЧ	Эл. к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, преобразователи)	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электронизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. прибор (маном, терм, датч. давл., фильтры, редукт)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, шкафы КИП, электрические, компьютерные, сетевое оборуд.		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подрядчик		
		150		Приб. и аппаратура для систем автоматич. пожаротуш. и пож. сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, т.ч.	154	1290ТЧ	Задвижки трубопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	Прям. Трубопров. Арматур.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	5200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	708ИМП	Клапаны обратн.	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Затворы клапанные	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)	Заказчик от Ду60	
		161	1210ТЧ	Краны трубопроводных	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)	Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
	прокладки металлические	162	123ОТЧ	Вентили трубопровод	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	124ОТЧ	Клап. обратн. трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	125ОТЧ	Клап. дредох. трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	126ОТЧ	Клап. обр. повор. труб	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	128ОТЧ	Клап. регул. трубопр.		Заказчик	
		167	133ОТЧ	Электроп. трубопр.арм		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеяные вещества и термстики, Спец. оптические материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и тросы, кабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства защ. ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	189ОТЧ	Сплав	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припой	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стропы, комплексы к ним	Подрядчик		
		180	323ОТЧ	Дорнит, бурукрытия	Подрядчик		
		181	338ОТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	342ОТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, брусья,)	Подрядчик		
		183	343ОТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плинтуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
		184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые; дюки чугунные канализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетино-шётки матер.	Подрядчик		
		189	357ОТЧ	Вспомогат. инструмент	Подрядчик		
		190	358ОТЧ	Вспомогат. материалы	Подрядчик		
		191	359ОТЧ	Матер. для дефектоск.	Подрядчик		
		192	384ОТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	400ОТЧ	Химреаг. холод.обор	Подрядчик		
		194	401ОТЧ	Химреаг. сварн. охл.бак	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг. холод.обор	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг. дегаффир.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	819ОТЧ	Оборудование для стесывания		Заказчик	
		199	827ОТЧ	Средства сигнализации трубопр.	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	538ОТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры по м/р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик с в комплекте с оборудованием	
		202	700ИМП	Бытовая техника и инв.	Подрядчик	Заказчик с в комплекте с оборудованием	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибкий (шланг.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастотный	Подрядчик		
		206	215ОТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	216ОТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	217ОТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	218ОТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	219ОТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	220ОТЧ	Пров. и шнур установ.	Подрядчик		
		212	221ОТЧ	Провод неизолированный		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изл. для каб. длин. пр.	Подрядчик (кабельные монтажные, лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибкий (шланг.)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	344ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		223	345ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив. заш.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат медный	Подрядчик (нестандартные нормы)	Заказчик	
		229	171ОТЧ	Прокат латунный	Подрядчик		
		230	172ОТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	173ОТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	175ОТЧ	Титано-маг. протект.	Подрядчик		
		233	184ОТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (нестандартные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (нестандартные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (нестандартные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (балки стальные, кованые, никрокоррозийные, балки стальные, из коррозионн. устойчивых металлов, балки из алюминия, кованые)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллера		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь неокрашенная	Подрядчик		
		241	154ОТЧ	Сталь окрашенная	Подрядчик		
		242	155ОТЧ	Сталь неокрашенная		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	Код по КД	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
		243	156ОТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	157ОТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колючая, катанка, сетки кладочные, сетка «Рабица», сетка плетеная, сетка тканая, проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	158ОТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	159ОТЧ	Ст. лист. прокат. -вытяж.		Заказчик	
		247	160ОТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	161ОТЧ	Настил стал. профил.	Подрядчик		
		249	162ОТЧ	Прокат лист. рефлен.	Подрядчик		
		250	163ОТЧ	Прокат лист. оцинк.	Подрядчик		
		251	164ОТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	165ОТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III (88-22)	Заказчик	
13	Материалы и оборудование общестроительного назначения	253	096ОТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	097ОТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	098ОТЧ	Вентили горы крышные		Заказчик	
		256	099ОТЧ	Вентил. промшл. прочие	Подрядчик (канальные, оконные, вентиляционные короба, вентуловы, узлы прохода, решетки вентиляционные, асфлекторы, кондиционеры бытовые, сплит-системы.)	Заказчик	
		257	248ОТЧ	Металлорукав	Подрядчик		
		258	323ОТЧ	ЛакотрасМирСтроител	Подрядчик		
		259	337ОТЧ	Тампопашм. материалы	Подрядчик		
		260	340ОТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузки, плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колодези, лотки, плиты лотков, колья, перемычки, колодези)	Подрядчик (кроме дорожных плит и свай жб.)	Заказчик	
		261	341ОТЧ	Строительн. материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои, стекло, линолеум, плитка для пола и стен керамич., плиты минераловатные, скрутка для изоляции труб, поршни поролоновые, панели МДФ, пена монтажная, герметики, подвесные потолки, пленки полиэтиленовые, пенопласт, трубы асбоцементные, ровинг, жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит)	Подрядчик		
		262	396ОТЧ	Сип мат.(пес кварц.)	Подрядчик		
		263	405ОТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
		264	456ОТЧ	Композитные материалы	Подрядчик		
		265	457ОТЧ	ЛакотрасМирАвтомоб	Подрядчик		
		266	489ОТЧ	Металлоасбестов. камп.	Подрядчик		
		267	630НМБ	Эк. входное оборуд.	Подрядчик		
		268	631НМБ	Эк. анализ. Машини.обор	Подрядчик		
		269	632НМБ	Эк. Кон. Агр. Уст. Неб. лесостр.	Подрядчик		
		270	698НМБ	Лакотрасочн. матер.	Подрядчик		
		271	714НМБ	Гор. Промшл. Оборуд. НМБ	Подрядчик		
		272	731НМБ	Промшл. Материалы	Подрядчик		
		273		Изв. извешивающие и др. инст.	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	М. подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		274		Керамические и фарфоровые изделия.	Подрядчик		
		275		Лакокрасочные материалы.	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Лидоматериалы	Подрядчик		
		279		Кашпаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Стеллярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок, щебень, гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГПМ, приспособления	289	0810ТЧ	Присл. по тех.безоп.	Подрядчик		
		290	1050ТЧ	Под.-тран.обор.тали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-тран.обор.лебед.	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-тран.обор.лифты	Подрядчик		
		293	1810ТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	1920ТЧ	Строительный инструм.	Подрядчик		
		295	1930ТЧ	Измерительный инструм.	Подрядчик		
		296	1950ТЧ	Абразивный инструмен	Подрядчик		
		297	1960ТЧ	Электротех.инструмент	Подрядчик		
		298	1970ТЧ	Слес.-монтаж.инструм	Подрядчик		
		299	1980ТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	1990ТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	2000ТЧ	Сверла	Подрядчик		
		302	2010ТЧ	Резцы	Подрядчик		
		303	2020ТЧ	Плоско	Подрядчик		
		304	2030ТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	2040ТЧ	Развертки	Подрядчик		
		306	2050ТЧ	Гребенки металлореж.	Подрядчик		
		307	2090ТЧ	Станоч. принадлежност	Подрядчик		
		308	2100ТЧ	Подшипники	Подрядчик		
		309	2500ТЧ	Электрошвабники	Подрядчик		
		310	2510ТЧ	Свароч.обор.и компл.	Подрядчик		
		311	2520ТЧ	Газопл.обор.и компл.	Подрядчик		
		312	2530ТЧ	Приборы тепл.контрол.		Заказчик	
		313	7521ММ	Сборные жилые домки		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия лагированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	177ОТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	178ОТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	179ОТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	185ОТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	188ОТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	111ОТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	112ОТЧ	Стволы и пеног. пож	Подрядчик		
		372	113ОТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	114ОТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	115ОТЧ	Пожар.оборуд. прочее	Подрядчик		
		375	259ОТЧ	Охран. -пожар.сигнал	Подрядчик		
		376	395ОТЧ	Огнеупорн.материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП	ЗчПожарСигн/Констн	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожариОборуд	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	379		ПротивопожариОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, головки- заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты сливные, предохранители огневые, клапаны пожарные, насосы, патрубки, ЕПС, Пенообразователь)	Подрядчик		
		380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны кар павияные	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКГ и РО

Е.В.Лещенко

Начальник ДК ОКС

С.И.Коваленко

И.И.Коваленко В.И.
11.11.2022

И.И.Коваленко В.И.
11.11.2022