Форма 10

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора –
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

_____ А.М. Пятаев
«30» июня 2015 г.

Задание на проектирование №88-15
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №13бис»

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №13бис.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	План капитального строительства 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**
	Новое строительство.
8.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2016г.
9.	**Стадия проектирования**
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	**Потребность в инженерных изысканиях**
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №13бис с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог. Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012. Обязательно согласовать: – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской

службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo;

– Разработать и согласовать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».

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 скважин №13бис – 12 скважин

1-й этап строительства:

Автодорога на куст скважин №13бис

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин №13бис	0,6	Возможна корректировка

2-й этап строительства:

– Обустройство 1-ой скважины куста №13бис

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 №13бис:

Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	13бис	гор с МГРП	Ю3	39	6	84
		гор с МГРП	Ю3	222	10	95
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД	Ю2			
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД	Ю2			
			Сумма	1401	418	
			Ср. Q	140	42	

Основные показатели разработки представлены в Приложении №3

Планируемое погружное оборудование куста скважин №13бис представлено в Приложении №4

– ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №13бис - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №13бис	0,8	Возможна корректировка

– Нефтегазопровод к.13бис – т.вр. к.13 (1 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.13бис – т.вр. к.13 (1 нитка) (Приложение №1)	0,25	Возможна корректировка

3-й этап строительства:

ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №13бис - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №13бис	0,8	Возможна корректировка

4-й этап строительства:

Нефтегазопровод к.13бис – т.вр. к.13 (2 нитка)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.13бис – т.вр. к.13 (2 нитка) (Приложение №1)	0,25	Возможна корректировка

5-й этап строительства:

Нефтегазопровод т.вр. к.13 – т.вр. к.13, 13бис

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.13 – т.вр. к.13, 13бис (Приложение №1)	0,6	Возможна корректировка

6-й этап строительства:

Высоконапорный водовод т.вр. к.13, 13бис – т.вр. к.13

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.13, 13бис – т.вр. к.13 (Приложение №1)	0,6	Возможна корректировка

7-й этап строительства:

Высоконапорный водовод т.вр. к.13 – к.13бис

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.13 – к.13бис (Приложение №1)	0,25	Возможна корректировка

8-й этап строительства – обустройство второй скважины куста №13бис;

9-й этап строительства – обустройство третьей скважины куста №13бис;

10-й этап строительства – обустройство четвёртой скважины куста №13бис;

11-й этап строительства – обустройство пятой скважины куста №13бис;

12-й этап строительства – обустройство шестой скважины куста №13бис;

13-й этап строительства – обустройство седьмой скважины куста №13бис;

14-й этап строительства – обустройство восьмой скважины куста №13бис;

15-й этап строительства – обустройство девятой скважины куста №13бис;

16-й этап строительства – обустройство десятой скважины куста №13бис;

17-й этап строительства – обустройство одиннадцатой скважины куста №13бис;

18-й этап строительства – обустройство двенадцатой скважины куста №13бис.

14. 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;
- При проектировании руководствоваться техническими условиями на выполнение ПСД (Приложения №1-14);
- 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/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89*10 мм; - Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение №14); - Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки; - Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении №1; - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов (Приложение №10), предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов. Гидравлический расчёт проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе; - Максимальное рабочее давление проектируемых нефтегазосборных трубопроводов не должно превышать 25 кг/см^2; - После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс инженерных коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки; - Требования к организации системы ППД куста №13бис Тайлаковского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм.; - Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки; - При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры; - При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар); - При нахождении кустовой площадки в водоохранной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; - При разбуривании скважин амбарным способом в случае необходимости направить документацию на общественные слушания и Государственную экологическую экспертизу в соответствии с Законодательством РФ; - При обустройстве скважин (амбарным способом) 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; - Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ; - Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках; - Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин на кабельных эстакадах; - 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 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 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 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 с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20);
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкосбрасываемые 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);
- 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, P-02, M-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – Перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – 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**
	– Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовая площадка №13бис расположена в границах территории традиционного природопользования; – При необходимости предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. Запросить необходимую информацию в ДЭБиООС ОАО «СН-МНГ»; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8); – 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: 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**
	- 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»**
	– 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»; – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН; – Согласовать схему размещения проектируемого объекта, расположенного на ТТП, с коренными и малочисленными народами севера (КМНС).
19.	**Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций**
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №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**
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008г. № 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 2013г. №101).
21.	**Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации**
	– 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.
22.	**Материалы, предоставляемые Заказчиком**
	Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №13бис»: Приложение №1 – «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов»; Приложение №2 – «Технические условия на электроснабжение куста скважин №13бис Тайлаковского месторождения»; Приложение №3 – «Основные показатели разработки»; Приложение №4 – «Планируемое погружное оборудование»; Приложение №5 – «Координаты первой скважины и НДС»; Приложение №6 – «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины»; Приложение №7 – «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»; Приложение №8 – «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»; Приложение №9 – «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения»; Приложение №10 – «Обзорная схема трубопроводов»; Приложение №11 – «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»; Приложение №12 – «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»; Приложение №13 – «Образец для расчета стоимости работ строительства объекта»; Приложение №14 – «Сборочный чертеж клапана КУБС».
23.	**Срок выдачи проекта**
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
24.	**Срок выдачи тендерной документации**
	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.
25.	**Количество экземпляров ПД/РД**
	– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.
26.	**Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов**
	– Представить опросные листы в формате Заказчика; – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls; – 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); – Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №12.
27.	**Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР**
	– 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); – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arp, *.xml, *.xls; – Расчет стоимости работ согласно Приложению №13 включить в состав пояснительной записки; – Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.
29.	**Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД**
	– Согласовать проектные решения с Заказчиком; – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией; – Подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объёме (ИИ, ПД, РД).
30.	**Особые условия**
	- 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; - Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки; - Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.
31.	**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.
32.	**Перечень согласований с федеральными надзорными органами**
	– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; – Получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы (при необходимости), Государственной экспертизы РФ; – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Заместителем Генерального директора – Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО Н.А. Глебова

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ

к заданию на проектирование №88-15

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №13бис»

Заместитель Генерального директора – Директор по капитальному строительству (подпись) Николаев Д.А. "____"_____2015г.	Заместитель Главного инженера (подпись) Седякин А.С. "____"_____2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений (подпись) Тухфатуллин И.Г. "____"_____2015г.	Главный инженер ВНГДУ (подпись) Мережкин Р.А. "____"_____2015г.
Начальник НГП-4 ВНГДУ (подпись) Догошев А.С. "____"_____2015г.	Начальник УКСиРО (подпись) Лещенко Е.В. "____"_____2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО (подпись) Бабкин С.Н. "____"_____2015г.	Начальник НГП-4 А.С. Догошев

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-66-88, факс (34643) 4-67-99

24 04 2015 г. № МБ-329
На № _____ от ___ _____ 2015г.

Глебова И.А.
готовим ГЗ
28.04.2015г

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

О направлении технических условий.

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по кустовым площадкам, включенным в производственную программу эксплуатационного бурения 2016г.:

1. «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №112, 113». УПКС № 14-22112015;
2. «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 58». УПКС № 14-22122015;
3. «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №13бис». УПКС № 14-22132015;
4. «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №155». УПКС № 14-22142015;
5. «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Кусты скважин №15,95,162». УПКС № 14-22152015;
6. «Обустройство Аганского месторождения нефти. Кусты скважин №225,226,227». УПКС № 14-22162015.

С уважением,
Начальник **М.Н. Бессонов**

Журавель О.В.
тел.46-133

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

_____ И.Г. Тухфатуллин
«___» _____2015 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 13б»

1.	**Наименование объекта**
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 13б.
2.	**Географическое положение объекта**
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	**Основание для проектирования**
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	**Заказчик**
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	**Вид строительства**
	Капитальное строительство.
6.	**Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию**
	2016г.
7.	**Условия ввода в эксплуатацию**
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
8.	**Состав проектируемого объекта:**

<u>Куст скважин № 13б – 12 скважин:</u>

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 13б	0,6	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 13б в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	0,8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 13б в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации **(Приложение №2)**	0,8	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.13б – т.вр. к.13 (1 нитка) **(Приложение № 1)**	0,25	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.13б – т.вр. к.13 (2 нитка) **(Приложение № 1)**	0,25	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр. к.13 – т.вр. к.13,13б **(Приложение № 1)**	0,6	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.13,13б – т.вр. к.13 **(Приложение № 1)**	0,6	Возможна корректировка

Высоконапорный водовод т.вр. к.13 – к.13б (**Приложение № 1**)	0,25	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в **Приложении № 5**;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в **Приложении №6**;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 13б:

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	13б	гор с МГРП	Ю3	39	6	84
		гор с МГРП	Ю3	222	10	95
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД	Ю2			
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД	Ю2			
			Сумма	1401	418	
			Ср. Q	140	42	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 13б 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/см^2, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №1**;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых

площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.

- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.
- Требования к организации системы ППД куста № 13б:
  Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин»;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая

установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01,W-09,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);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

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

	МУ 2.2.4.706-98) Параметры здания блока ГЗУ: Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкосбрасываемые 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.) Параметры здания блока БМА: 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**
	– Новое строительство. – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 13б расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. **Приложение №8.** – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или 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: – а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; – б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)
11.	**Требования к режиму безопасности и гигиене труда**
	– 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 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)
12.	**Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.202г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»**
	– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение Государственной Экологической экспертизы; – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	**Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций**
	– 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**
	– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	**Материалы, представляемые Заказчиком**
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов»

	Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	**Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД**
	– 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**
	– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 13б»

Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений _____ (подпись) Бессонов М.Н. "____"_____2015г.	Главный инженер Ватинского НГДУ _____ (подпись) Мережкин Р.А. "____"_____2015г.
Главный маркшейдер _____ (подпись) Новичков А.А. "____"_____2015г.	Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды _____ (подпись) Гортиков А.А. "____"_____2015г.
Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций _____ (подпись) Финк А.В. "____"_____2015г.	

Приложение №1

Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

"15" 04 2015 г. № МР-154
На № _____ от «__»_____2015г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам:

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 155,13бис,15,95,162.

«Обустройство Аганского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 225,226,227.

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 58.

«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 112,113.

«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтегазопровод т.вр.к.1-УДР ЦППН-1»

Приложение: ТУ – 57 л., 1э.

С уважением,
Начальник **М.Г. Разин**

Е.А. Войтович
тел. 46-762

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

_____ М.Г. Разин
«__» _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №13б»

1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.13б – т.вр.к.13» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.13 – т.вр.к.13,13б» Высоконапорный водовод «т.вр.к13,13б – т.вр.к.13» Высоконапорный водовод «т.вр.к13 – к.13б»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	**1,2 этап. Нефтегазопровод «к.13б-т.вр.к.13» (2 нитки)** От к.13б по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости Qж м3/сут/Qн т/сут – 1401/418 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр определить по результатам гидравлического расчета **3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.13-т.вр.к.13,13б»** От к.13б по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 15кгс/см2 Диаметр в точке подключения – 2х273мм **4 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.13,13б-т.вр.к.13»** Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.13б Давление в точке подключения – 200кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – 273мм. **5 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.13- .к.13б»** Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.13б Объем жидкости Qж м^3/сут – 1200 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета. **Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.**
5. Требования к	– Проект выполнить в соответствии с требованиями

техническим решениям	нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита 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. – Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14; – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 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. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; – **Гидравлический расчет необходимо осуществлять в программном продукте OISPipe.** – При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов; – 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); – При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы для прохождения диагностических снарядов. – Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться: – при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м; – 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; – 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	**Охрана и безопасность труда.** - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. **По защите окружающей среды** - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7.	Особые условия	- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.

	- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО ВНГДУ и с НГП-4 ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
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.

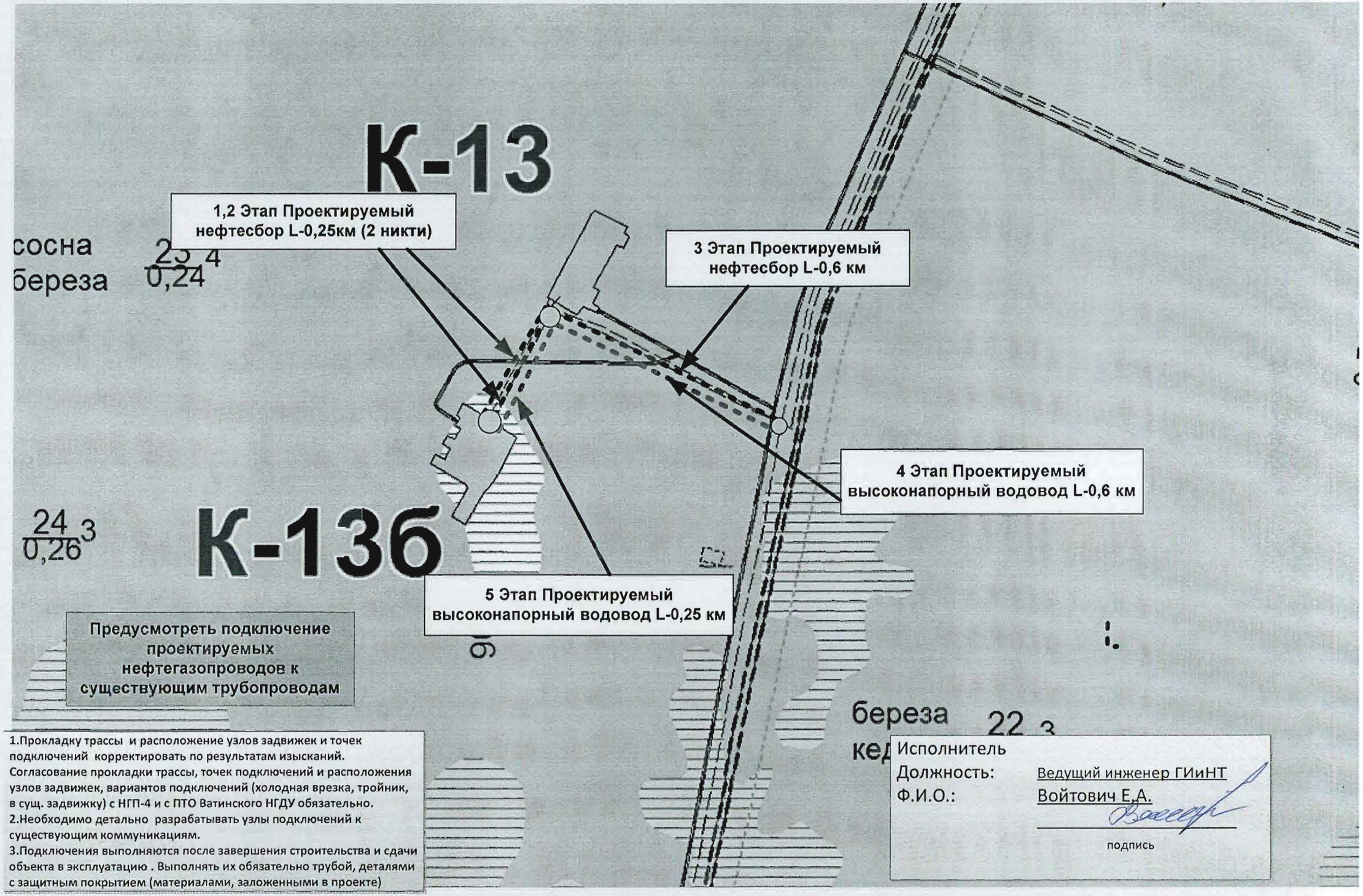
Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений ОАО «СН-МНГ» М.Н.Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ» Р.А.Мережкин

Предлагаемая схема подключения трубопроводов куста скважин 13б Тайлаковского м/р. ***Приложение № 1.1.***



1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с НГП-4 и с ПТО Ватинского НГДУ 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)

Исполнитель
Должность: Ведущий инженер ГИиНТ
Ф.И.О.: Войтович Е.А.
подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

Обеспечить возможность произведения монтажа и съема пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

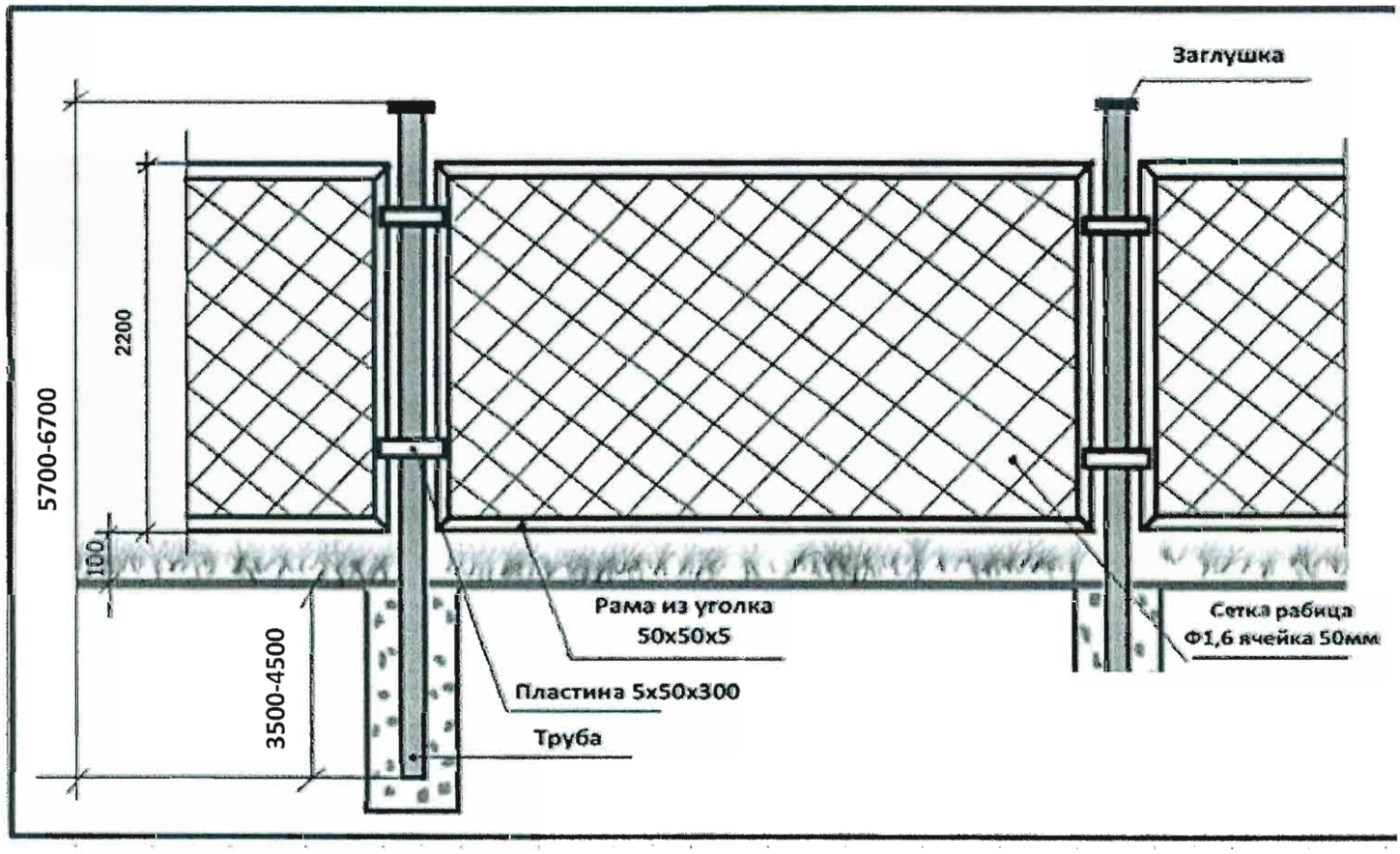
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Приложение № 13.

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

Р – давление проектное(кгс/см2)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;
управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий

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

07 апреля 2015 г. № ВкС-704
На № МБ-111 от 19.02.2015 г.

Лукину А.С.
Для подготовки ТУ

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

О продлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Настоящим сообщаю, что действие технических условий №02-14/1413 от 11.05.2012 г. на электроснабжение КП-13бис Тайлаковского м/р продлевается сроком на шесть месяцев до 31.09.2015 г. с внесением изменения:

Читать в следующей редакции – «Запрашиваемая мощность Р=999кВт».

Приложение: Копия письма ООО «МЭН» №02-14/997 от 31.03.2015 г.

В.Е. Сыровежкин

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

Вх.№ 115-478
08.04.2015

вх 115-588
09.04.15

Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«МегионЭнергоНефть»

628685, Российская Федерация,
Ханты-Мансийский
автономный округ - Югра
г. Мегион, ул. Заречная, 26
Тел.: (34643) 4-19-59
Факс: (34643) 4-15-94
Energy@mng.slavneft.ru

ОКПО 72302631, ОКОГУ 49014, ОКВЭД 40.10.2;40.10.3;40.10.5
в ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК» г.Москва
БИК 044525204 ИНН 8605016890 КПП 862450001
Р/с 40702810800001616190
К/с 30101810900000000204

31 03 2015 г. № 02-14/997
На № МБ-111 от 19 02 2015 г.

Главному энергетику
ОАО «СН-МНГ»
В.Е. Сыровежкину

«О продлении с изменением технических условий»

70
2.04.15
Тропинову И.А.
02.04.15

Уважаемый Виктор Егорович!

Сообщаю, что ООО «МЭН» продлевает срок действия технических условий №02-14/1413 от 11.05.2012 года на электроснабжение КП-13 бис Тайлаковского месторождения нефти сроком на шесть месяцев до 31.09.2015 года и вносит следующие изменения:

читать в следующей редакции – «Запрашиваемая мощность Р=999 кВт».

Первый заместитель генерального директора - главный инженер **В.В. Долгушин**

Исполнитель: ПТО
Смоленцев А.А., тел.4-10-92

Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НОВЫМ ПРОЕКТАМ, ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ

ул. Кузьмина, 51, г. Мегион, Х-МАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-67-27 факс: (34643) 4-67-99

12 мая 2012 г. № ФП-385
На № _____ от __ _____ 2012 г.

ОАО «СН - МНГ»
Начальнику УКС и РО
Васюта В.А.

О выдаче ТУ

Уважаемый Владимир Анатольевич!

В дополнение к письму исх. ФП-352 от 10.05.2012г. направляю Вам технические условия на электроснабжение куста скважин № 13бис Тайлаковского м.р.

Приложение: Письмо ООО «МЭН» исх. № 02-14/1413 от 12.05.2012г. – 5 л.

С уважением,
начальник **Ф.Н. Приступов**

Нургалиева А.М.
46-798

Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«МегионЭнергоНефть»

628685, Российская Федерация,
Ханты-Мансийский
автономный округ - Югра
г. Мегион, ул. Заречная, 26
Тел.: (34643) 4-19-59
Факс: (34643) 4-15-94

ОКПО 72302631, ОКОГУ 49014, ОКВЭД 40.10.2;40.10.3;40.10.5
в ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК» г.Москва
БИК 044525204 ИНН 8605016890 КПП 860501001
Р/с 40702810800001616190
К/с 30101810900000000204

Исх. № 02-14/1413 "11" 05 2012г.

Начальнику ДпоНПТиТ
ОАО «СН-МНГ»
Ф.Н. Приступову

«ТУ на электроснабжение КП-13бис Тайлаковского м/р»

Уважаемый Федор Николаевич!

На Ваш исх.№ФП-329 от 03.05.2012 г. сообщаю технические условия на электроснабжение КП-13бис Тайлаковского м/р.

Запрашиваемая мощность – 315 кВт.

1. В соответствии с правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства РФ № 861 от 27 декабря 2004 года, величину присоединяемой мощности электроприемников согласовать с ЭО ОАО «СН-МНГ».
2. Разработать проект электроснабжения КП-13бис Тайлаковского м/р.
3. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ЭО ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить проект в ООО «МЭН» на бумажном и электронном носителях.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.

6. **<u>Проектом предусмотреть</u>:**

6.1. Определение категории надёжности электроснабжения.

6.2. Строительство отпаечных ВЛ-6 кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.

6.3. Точки подключения: существующие ВЛ-6 кВ Ф-5,6 ЗРУ-6 кВ №1 «Энергопотенциал-1» Тайлаковского м/р. Номера опор в местах врезки определить проектом.

6.4. Проверочный расчёт электрооборудования и электрических сетей энергокомплекса «Энергопотенциал-1», ЗРУ-6 кВ №1 «Энергопотенциал-1» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, расширение существующего или монтаж дополнительного энергоцентра.

6.5. Напряжение на шинах 6 кВ ЗРУ-6 кВ №1 «Энергопотенциал-1»– в соответствии с ГОСТ 13109-97.

6.6. Расчёт сетей 6кВ с учётом существующих и проектируемых нагрузок в рабочем и ремонтном режимах на соответствие ГОСТ 13109-97 уровня напряжения на зажимах электроприёмников КП-13б, КП-13 а также наиболее удаленных электроприёмников.

6.7. Проверка сечения провода по экономической плотности тока существующих ВЛ-6кВ, к которым подключается дополнительная нагрузка.

6.8. Расчёт токов КЗ в проектируемых сетях 6кВ, 0,4кВ.

6.9. Расчёт уставок релейных защит. Расчёт согласовать с ООО «МЭН».

6.10. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

6.11. 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».

6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».

6.13. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного автотранспорта 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 февраля 2009 № 160.

6.14. 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».

6.15. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах ВЛ-6кВ.

6.16. Крепление проводов к ЛР-6кВ, КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

6.18. КТПН-6/0,4кВ на КП-13бис с БСК-0,4кВ производства Невского завода «Электрощит» или ГК «Электрощит» - ТМ Самара. Технические характеристики КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

6.19. Узел учёта электроэнергии на стороне 0,4кВ в проектируемой КТПН-6/0,4кВ.

6.20. Требования к узлу учёта:

6.20.1. Разделение токовых цепей учёта электрической энергии от цепей измерения и защит;

6.20.2. Выполнение токовых цепей учёта цельным кабелем от трансформаторов тока 0,4кВ до испытательной коробки (КИ-1) – без промежуточных клеммников;

6.20.3. Защиту от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока;

6.20.4. Трансформаторы тока класса точности 0,2S с возможностью пломбирования цепи 0,2S для учёта электрической энергии;

6.20.5. Счётчики учёта электрической энергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки;

6.20.6. Обогрев узла учёта в холодное время года;

6.21. Защиту трансформаторов проектируемой КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (ОПН-6кВ на приёмных порталах КТПН-6/0,4кВ).

6.22. Калитку с механическим затвором на входе площадок обслуживания проектируемой КТПН-6/0,4кВ.

6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.

6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.

6.25. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.

6.26. В смету затрат включить затраты на реконструкцию и пусконаладочные работы, замену и поверку трансформаторов тока, измерительных приборов.

7. Срок действия ТУ – 6 месяцев.

Приложение:

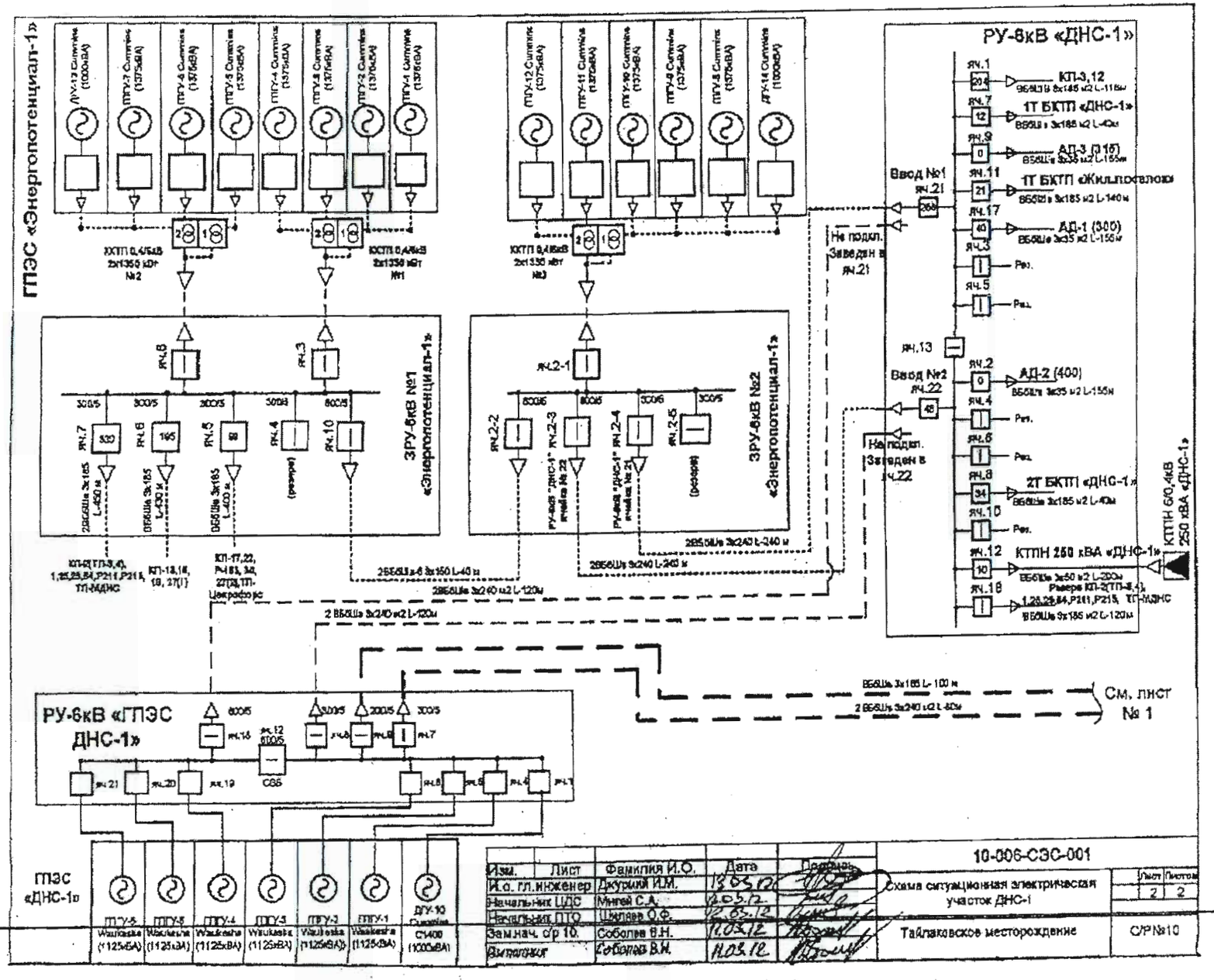
1. Ситуационная схема участка ДНС-1 Тайлаковского м/р - на 1л., 1экз.
2. Поопорная схема ВЛ-6 кВ Ф-5,6 ЗРУ-6 кВ №1 «Энергопотенциал-1» Тайлаковского м/р - на 1л., 1экз.

И.о. первого заместителя генерального директора – главного инженера **И.М. Джурмий**

Согласовано:

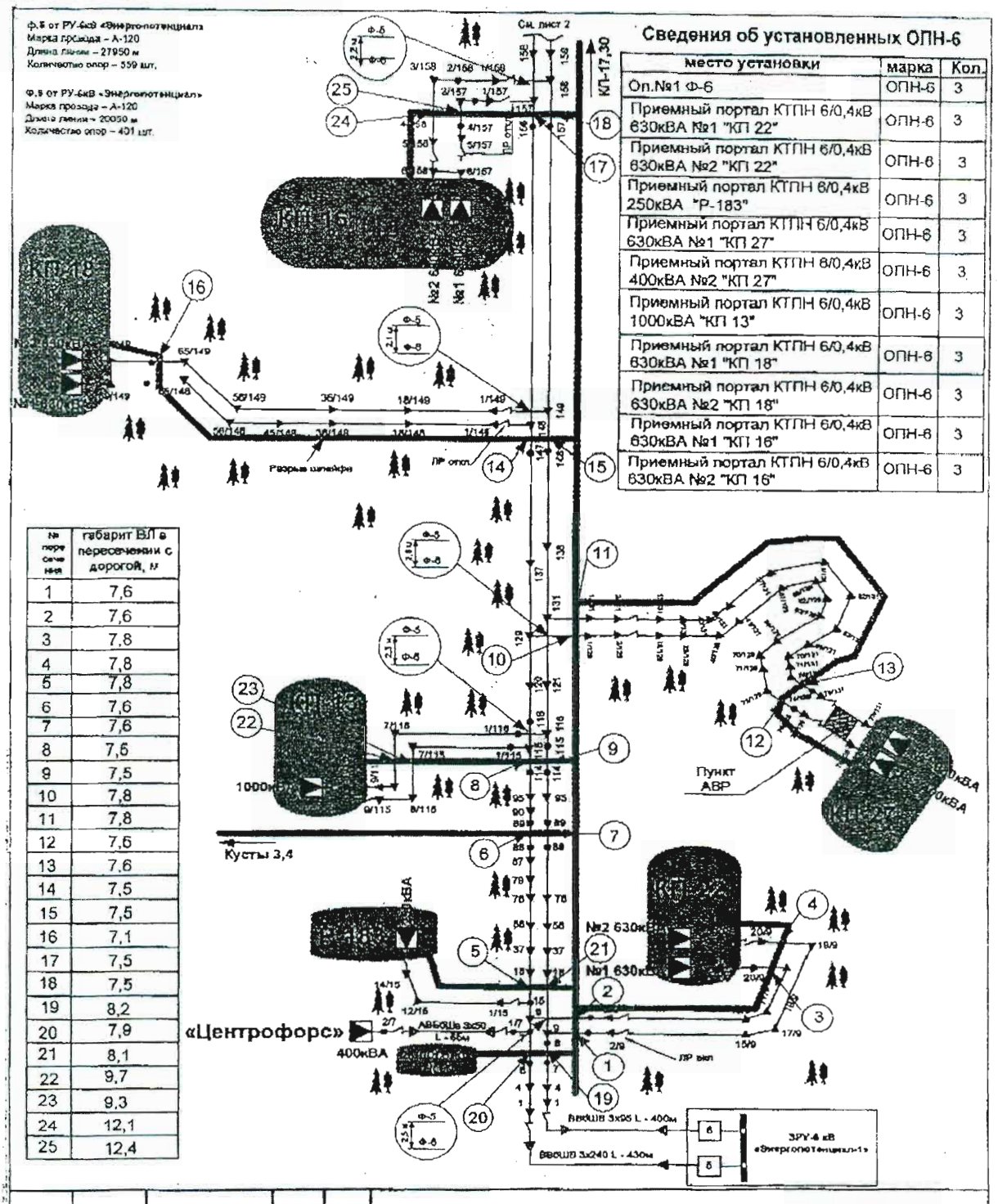
Главный энергетик ОАО «СН-МНГ» **В.Е. Сыровежкин**

Исполнитель: ПТО
Зиновьев М.Е.
Тел:4-15-70


ГПЭС «Энергопотенциал-1»
ДГУ-13 Cummins (1000кВА)
ПГУ-7 Cummins (1375кВА)
ПГУ-6 Cummins (1375кВА)
ПГУ-5 Cummins (1375кВА)
ПГУ-4 Cummins (1375кВА)
ПГУ-3 Cummins (1375кВА)
ПГУ-2 Cummins (1375кВА)
ПГУ-1 Cummins (1375кВА)
ПГУ-12 Cummins (1375кВА)
ПГУ-11 Cummins (1375кВА)
ПГУ-10 Cummins (1375кВА)
ПГУ-9 Cummins (1375кВА)
ПГУ-8 Cummins (1375кВА)
ДГУ-14 Cummins (1000кВА)
ЯЧ.8
ЯЧ.3
ЯЧ.2-1
ЯЧ.2-2
ЯЧ.2-3
ЯЧ.2-4
ЯЧ.2-5
ЯЧ.7
ЯЧ.6
ЯЧ.5
ЯЧ.4
ЯЧ.10
3РУ-6кВ №1 «Энергопотенциал-1»
3РУ-6кВ №2 «Энергопотенциал-1»
РУ-6кВ «ДНС-1»
ЯЧ.1
ЯЧ.7
ЯЧ.9
ЯЧ.11
ЯЧ.17
ЯЧ.3
ЯЧ.5
ЯЧ.13
ЯЧ.2
ЯЧ.4
ЯЧ.6
ЯЧ.8
ЯЧ.10
ЯЧ.12
ЯЧ.18
ЯЧ.21
ЯЧ.22
Ввод №1
Ввод №2
КП-3,12
1Т БКТП «ДНС-1»
АД-3 (315)
1Т БКТП «Жилпоселок»
АД-1 (300)
АД-2 (400)
2Т БКТП «ДНС-1»
КТПН 250 кВА «ДНС-1»
КТПН 6/0,4кВ 250 кВА «ДНС-1»
См. лист № 1
РУ-6кВ «ГПЭС ДНС-1»
ГПЭС «ДНС-1»
ПГУ-5 Waukesha (1125кВА)
ПГУ-4 Waukesha (1125кВА)
ПГУ-3 Waukesha (1125кВА)
ПГУ-2 Waukesha (1125кВА)
ПГУ-1 Waukesha (1125кВА)
ДГУ-10 Cummins C1400 (1000кВА)
10-006-СЭС-001
Схема ситуационная электрическая участок ДНС-1
Тайлаковское месторождение
С/Р№10
Изм. Лист Фамилия И.О. Дата Подпись
И.о. гл.инженер Дружий И.М.
Начальник ЦДС Мигей С.А.
Начальник ПТО Шилаев О.Ф.
Зам.нач. с/р 10. Соболев В.Н.
Выполнил Соболев В.Н.
Лист 2 Листов 2

Ф.5 от РУ-6кВ «Энергопотенциал»
Марка провода – А-120
Длина линии – 27950 м
Количество опор – 559 шт.

Ф.6 от РУ-6кВ «Энергопотенциал»
Марка провода – А-120
Длина линии – 20050 м
Количество опор – 401 шт.



Сведения об установленных ОПН-6

место установки	марка	Кол.
Оп.№1 Ф-6	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №1 "КП 22"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №2 "КП 22"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 250кВА "Р-183"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №1 "КП 27"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 400кВА №2 "КП 27"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 1000кВА "КП 13"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №1 "КП 18"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №2 "КП 18"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №1 "КП 16"	ОПН-6	3
Приемный портал КТПН 6/0,4кВ 630кВА №2 "КП 16"	ОПН-6	3

№ пересечения	габарит ВЛ в пересечении с дорогой, м
1	7,6
2	7,6
3	7,8
4	7,8
5	7,8
6	7,6
7	7,6
8	7,6
9	7,5
10	7,8
11	7,8
12	7,6
13	7,6
14	7,5
15	7,5
16	7,1
17	7,5
18	7,5
19	8,2
20	7,9
21	8,1
22	9,7
23	9,3
24	12,1
25	12,4

изм.	лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	10-006-ВЛ-005			
И.о.гл.инженера		Джурмий И.М.		19.11.11	Однолинейная схема ВЛ-6кВ, Фидер № 5, 6, ЗРУ-6кВ № 1 «Энергопотенциал-1»	литер.	масса	масштаб
Нач. ЦДС		Мигей С.А.		19.11				
Нач. ПТО		Шиляев О.Ф		19.11		лист 1	листов 2	
Зам.нач.с/р №10		Соболев В.Н.				Сетевой район 10		
Выполнил		Соболев В.Н.						

Приложение №3

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 13б Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	13б	гор с МГРП	Ю3	39	6	84
		гор с МГРП	Ю3	222	10	95
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД отр	Ю2	80	28	60
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД	Ю2			
		гор с МГРП	Ю2	180	64	60
		ППД	Ю2			
			Сумма	1401	418	
			Ср. Q	140	42	

Динамика основных показателей разработки КП № 13б Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	**КП № 13б**										
1.1	Общий фонд скважин, шт	**2**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**
	в т. ч. - добывающих	2	8	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	4	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	4	57	58	55	54	53	52	52	51	50
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	24	349	512	512	512	513	512	512	512	513
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	350	438	438	438	438	438	438	438	438
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	0,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7

Начальник отдела ОПиМПР **А.М. Горбань**

Проектные данные по КП № 13б Тайлаковского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газо-содерж-е	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк	нефти					
						с отраб	без отраб		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
Ватинское НГДУ															
1	Тайлаковское	13б	Ю3	12	7	3	2	0	1401	418	1200	180	Ю2 - 34,88, Ю3 - 34,21	Ю2 - 83, Ю3 - 86	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	7										

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.

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

12 02 2015 г. № 14-61
На № МБ-72 от 11 02 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх№МБ-72 от 11.02.2015г. направляю перечень скважин КП № 58 Ватинского месторождения, КП №№ 13бис, 15, 95 Тайлаковского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 4 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ **Н.Р. Шамсутдинов**

Исп. Сандулов А.Б.
Тел. 46-037

Перечень скважин КП №13б Тайлаковского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Тайлаковское	***	13б	гор с МГРП	ЮЗ	39	6	84	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮЗ	222	10	95	5а-250-2500	140
	***		гор с МГРП	ЮЗ	180	64	60	5-200-2500	125
	***		ППД отр	ЮЗ	80	28	60	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮЗ	180	64	60	5-200-2500	125
	***		ППД отр	ЮЗ	80	28	60	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮЗ	180	64	60	5-200-2500	125
	***		ППД отр	ЮЗ	80	28	60	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮЗ	180	64	60	5-200-2500	125
	***		ППД	ЮЗ					
	***		гор с МГРП	ЮЗ	180	64	60	5-200-2500	125
	***		ППД	ЮЗ					
				Сумма	1401	420			999
				Ср.Q	140	42			

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 февраля 2015 г. № ГН-81б
На № _____ от _____ 2015 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты X	Координаты У	НДС
1.	13бис (скв. № 527)	Тайлаковское	542633	611192	208°59'

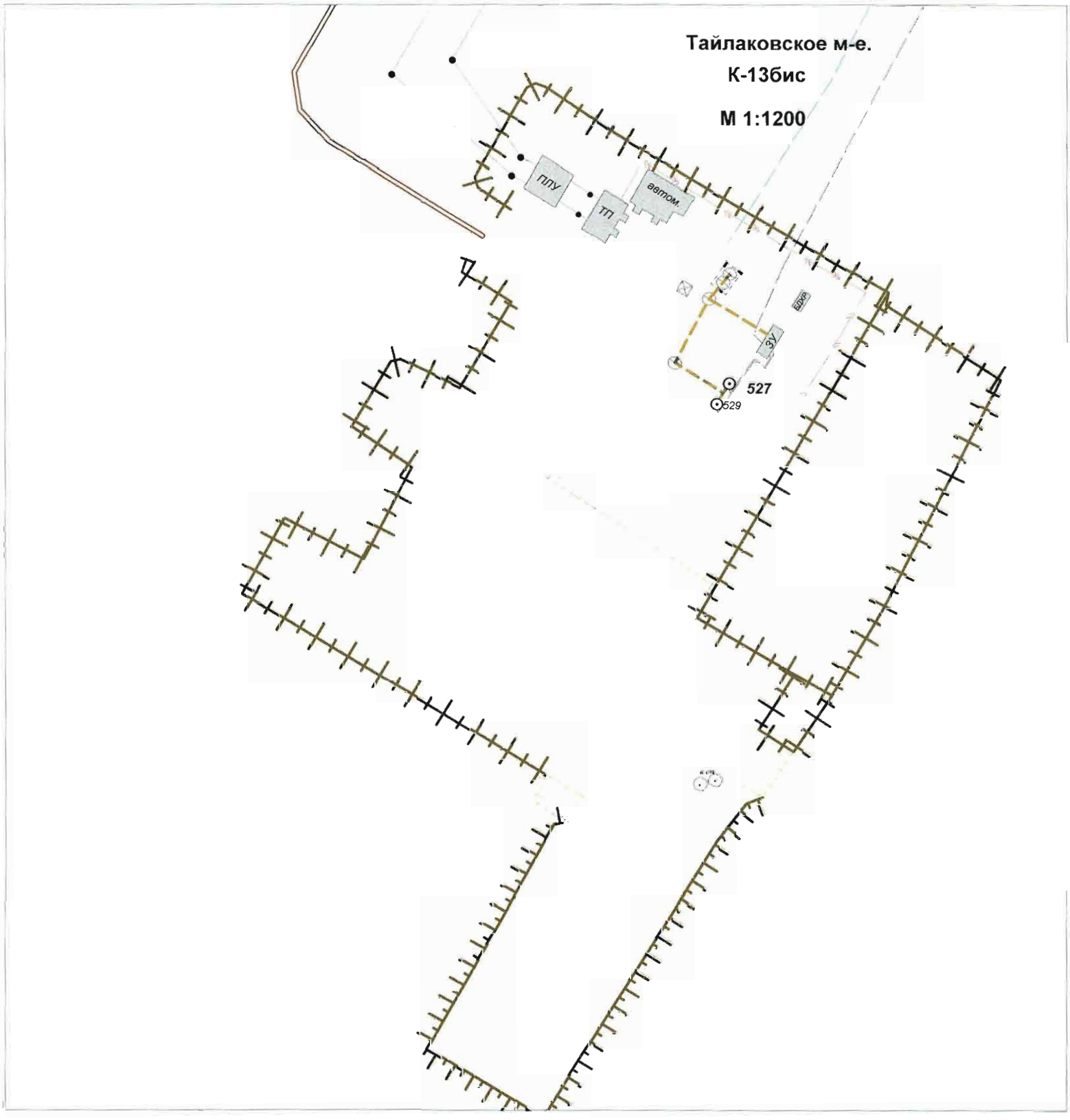
Примечание: ТТТ- 8уг.

Главный маркшейдер **А.А.Новичков**

Начальник департамента геологии и недропользования **М.Ф.Старицын**

Начальник отдела земельных отводов **Д.В.Соловей**

Исп. Войтович А.Л.
Тел. 46-990


Тайлаковское м-е.
К-13бис
М 1:1200
ПЛУ
ТП
автом.
ЕДХ
ЗУ
527
529

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

13 02 2015г. № ДБ-46/128
На № _____ от _____ 2015г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

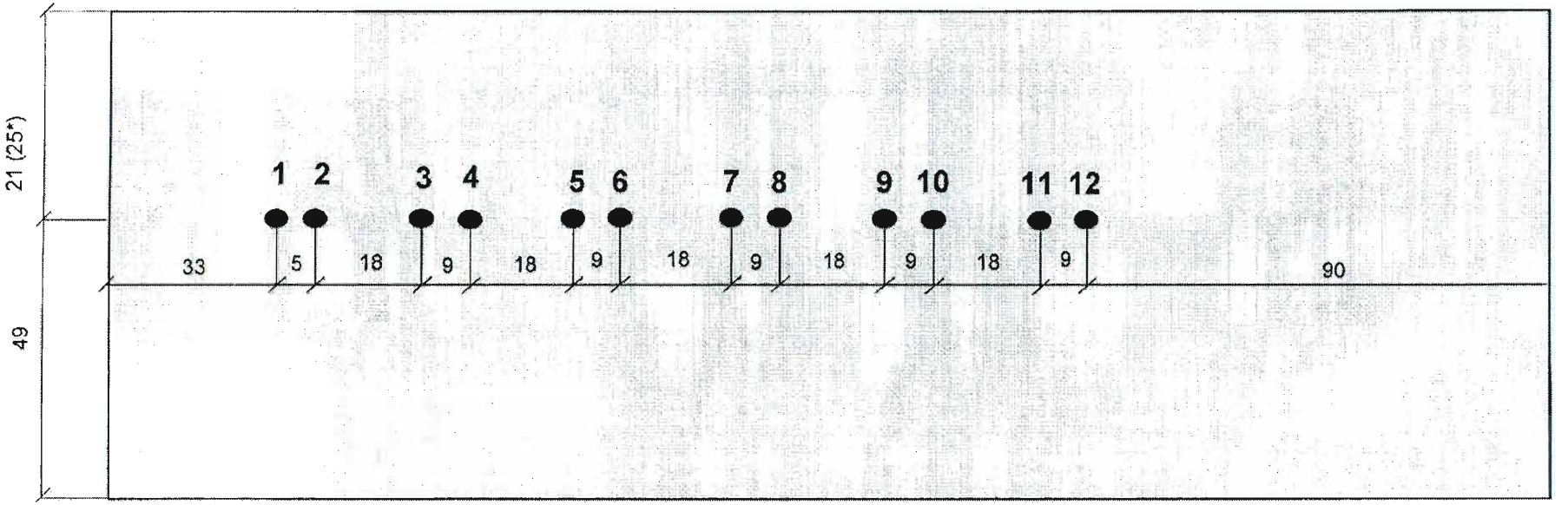
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 58 Ватинского м/р – 1300м^3.
2. КП №№ 13бис, 15, 95 Тайлаковского м/р – 1500м^3.

С уважением,
Начальник **Д.А. Брюхов**

А.Д. Шинкарев
8 (34643) 47-998

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 13бис ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 13.02.15 г.)
L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН - МНГ" Терешун А.Н.

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

16.03.2015

ПРИЛОЖЕНИЕ №7

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 13-Б».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 13-б», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 13-б в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 13-б» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером CTM ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 4 Тайлаковского 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 4 Тайлаковского 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 № 13-б:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратурного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

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

Приложение № 1,1:
Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.

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

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

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;

- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
- положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:
- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «вехнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «вехнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 13-б.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 13-6.

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-lа электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МП3-У» и «МП4-У», ОАО «Манотомь» г. Томск.

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

Контроль уровня

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

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

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

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:
Автоматизированная система отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист.

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:
- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 13-б:

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

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

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

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

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

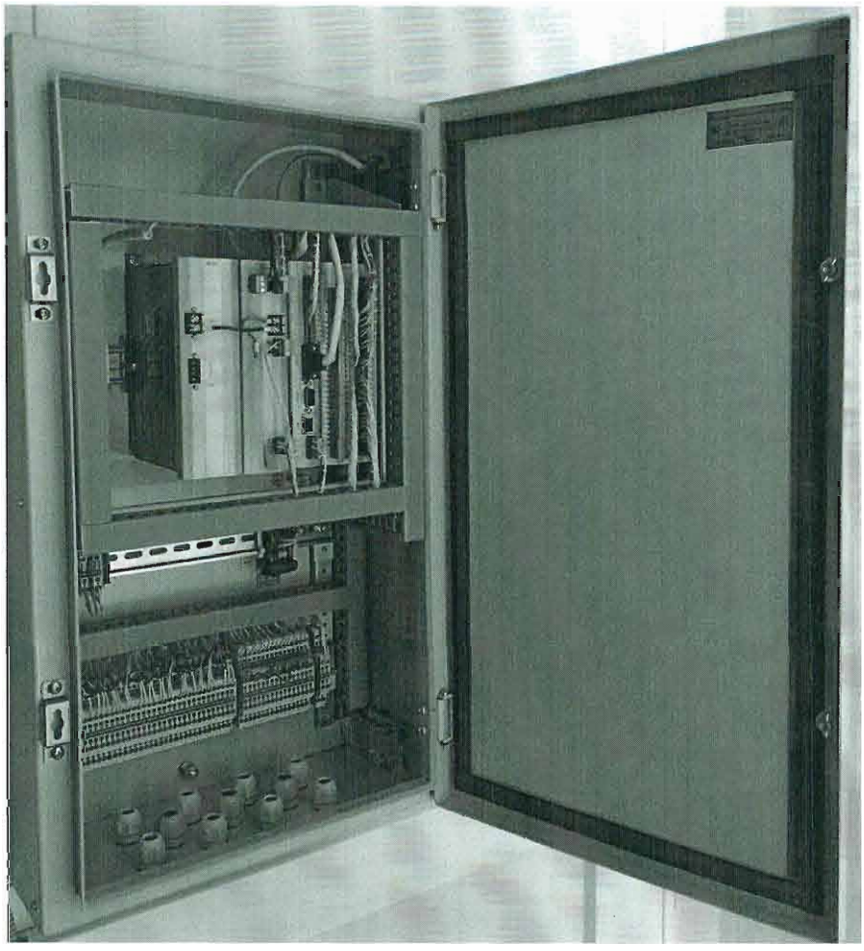
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 13-б.» до 13.03.2016г.

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

Приложение №1,1



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

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

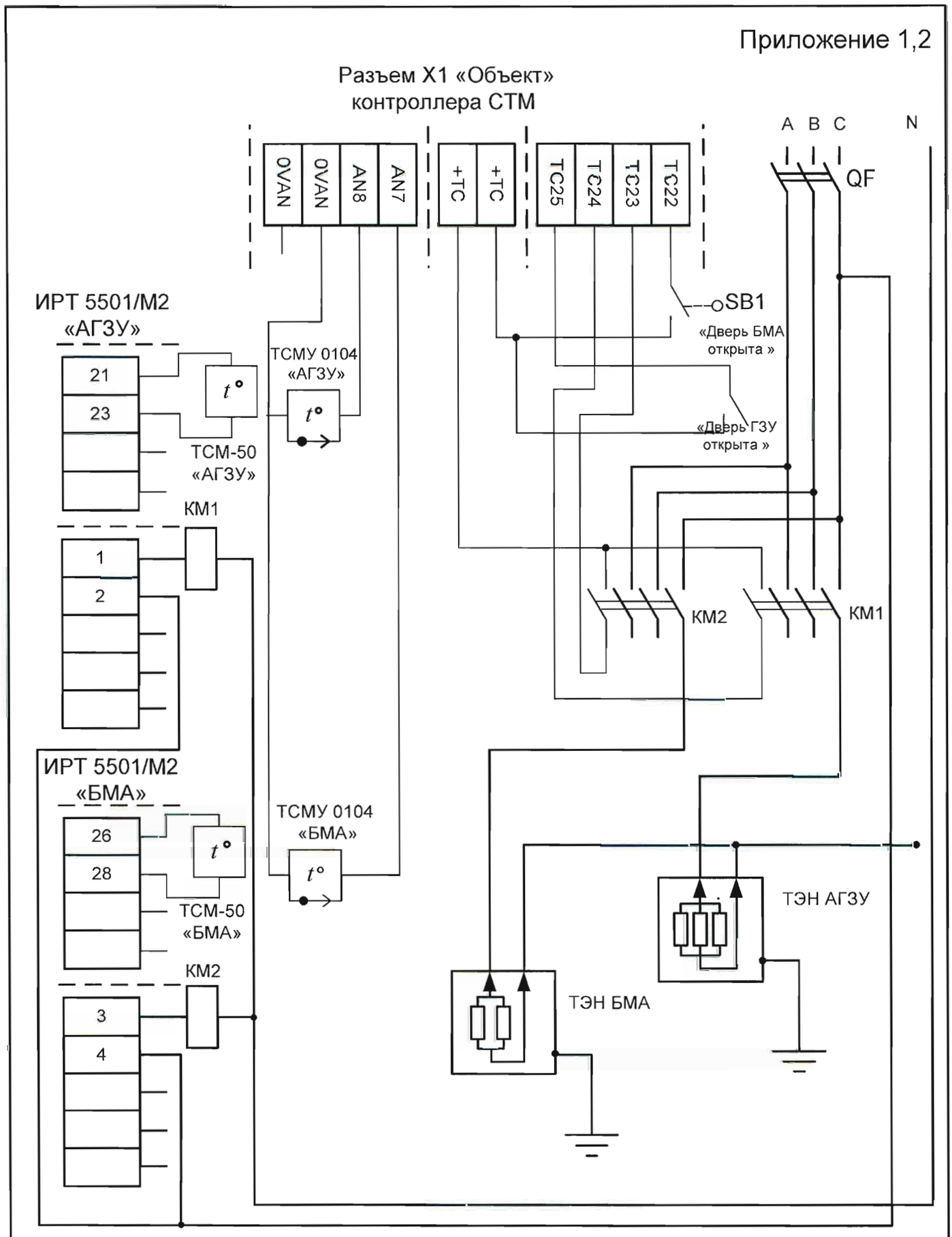
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Приложение 1,2



						Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ. Схема внешних соединений.

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

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

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

Исх.№ 1к-484/03/1 «___» _____ 2015г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 13-Б.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-4 Тайлаковского 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-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK 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 соответствие с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,125 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 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 № 07-007393 от 27.04.2007 срок действия до 31.12.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 13-б.» до « » 2016г.

Генеральный директор **А.В. Курчук**

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация и Связь-Сервис» Ханты-Мансийский АО - Югра РФ Тюменская область г.Нижневартовск

МИНИСТЕРСТВО
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И СВЯЗИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
СВЯЗИ
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375
Справочная: 771-82-73
Факс: 771-87-54
E-mail: mail@minsvyaz.ru

_____ № _____

на № _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 07-007393

От 27.04.2007 (дата выдачи) Срок действия до: 31.12.2016 (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 № 8 ул., г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Российская Федерация, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 11.01.2007 № 34/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 25.12.2006 № 05-3-031236.

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

Заместитель руководителя С.А. Буланча

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

Приложение
к разрешению на использование радиочастот или радиочастотных каналов
от «27»04.2007 № 07-007393

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федерального агентства связи.

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 Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи 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, Федеральное агентство связи 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.

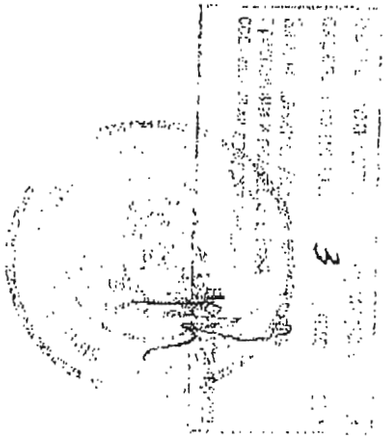
Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

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:	8K50F3D	
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/ поляризации	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	*м*	*дБ*	*град*	*Вт*		*МГц*	*МГц*
БС-1	Сургутский рн, Тайлаковское месторождение, ДНС1 59N01 73E59	40	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	20,0		156,1250	156,1250
АС стационарные	В зоне действия БС-1	до 25	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		156,1250	156,1250

Заместитель руководителя
Федерального агентства связи С.А. Буланча



Приложение №8

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 13б»
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	*Признаки*	*Идентификация по признакам*	*Примечание*
Куст скважин № 13б (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	
Нефтесбор от куста скважин № 13б 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 № 13б			
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 - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин № 13б			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин № 13б			
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,	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

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

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ **О.В. Журавель**

Приложение №9

Тайлаковское месторождение

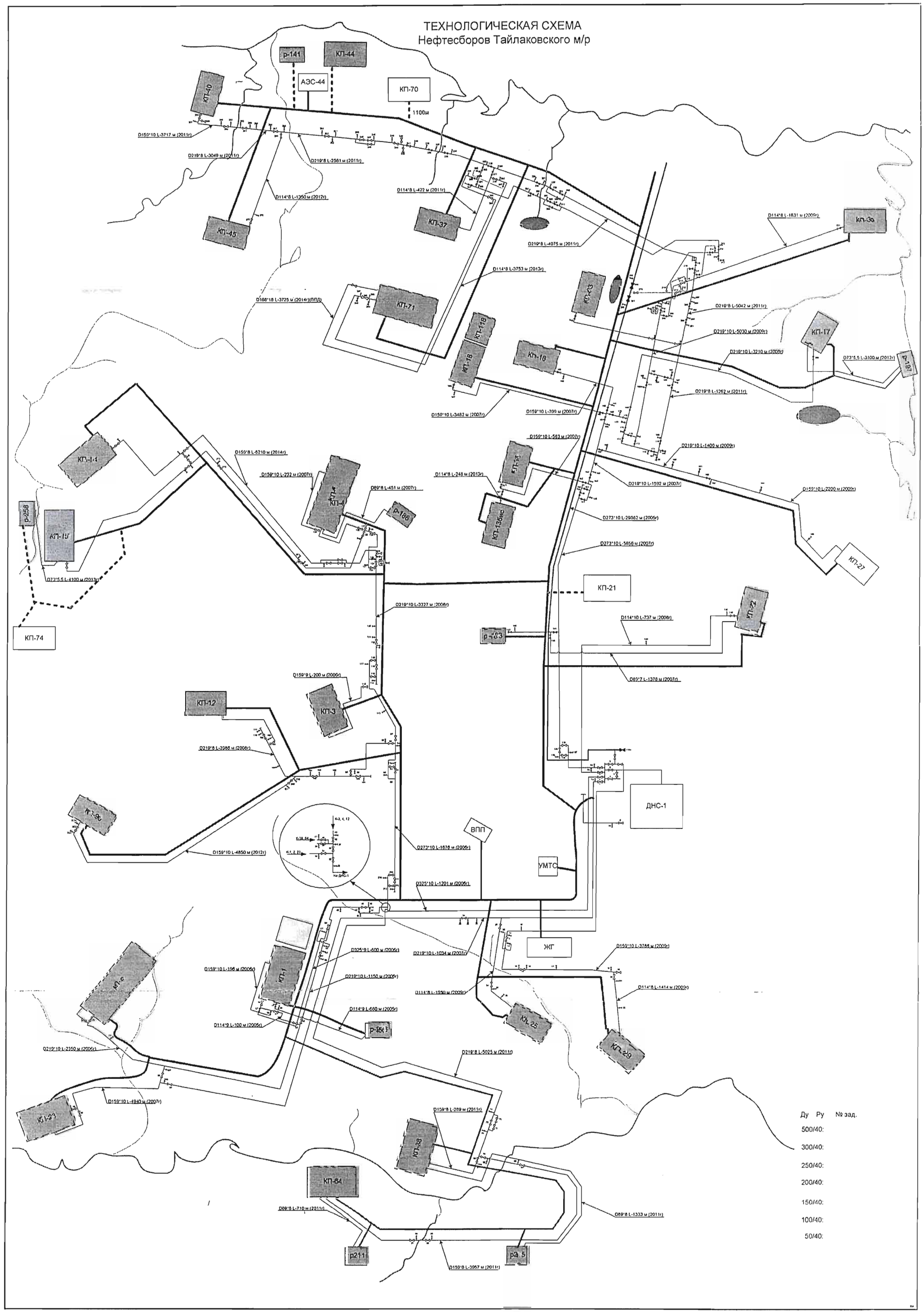
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты													
		$Ач_3^1$	$Ач_3^3$	$Ач_4^1$	$Ач_4^2$	$Ач_4^3$	$Ю_1^1$	$Ю_2^1$	$Ю_2^2$	$Ю_3^1$	$Ю_3^2$	$Ю_3^3$	$Ю_3$	$ЮВ_4^1$	$ЮВ_4^2$
Глубина залегания пласта (абс.отм.)	м	-2448 -2459	-2440 -2464	-2469 -2489	-2465 -2475	-2485 -2547	-2520 -2567	-2550 -2701	-2552 -2694	-2643 -2718	-2648 -2683	-2660 -2671	-2541 -2648	-2658 -2718	-2670 -2740
Абсолютная отметка ВНК	м	- 2459	- 2463 - 2464	- 2489	- 2475	-2508 -2547	- 2548 - 2567	- 2614 - 2701	-2606 -2694	- 2668 - 2718	- 2683	- 2671	- 2637 - 2648	- 2718	- 2740
Тип залежи		пластово-сводовая		пластово-сводовая с литологическим экраном		литологически экранированная	пластово-сводовая, тектонич. экранир.	литологически экранированная	пласт.-свод. с литолог. и тектонич. экранами	литолог. и тектонич. экранированная	литологически экранированная	пластово-сводовая	пласт.-свод. с литолог. и тектонич. экранами	литологически и тектонически экранированная	
Тип коллектора		терригенный, поровый					терригенный, поровый			терригенный, поровый				терригенный, поровый	
Площадь нефтеносности	тыс.$м^2$	7368	10715	4352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089	18388	11069
Общая толщина*	м	6,3	11,3	18	10,5	4,5	14,8	6,7	13,8	7,3	10,1	7,6	27,2	***	***
Эффективная толщина*	м	3	6,7	6,1	3,6	3,7	7,8	3,1	6,4	5,7	7,6	4	17,9	***	***
Нефтенасыщенная толщина":	м	3,2	4,7	0,6	1,9	1,3	4,7	2,1	4,5	2,4	3,6	1,7	8,8	5,6	2
Пористость	%	16	17	16	18	17,2	17,6	16,4	16,4	17,8	18,4	16	16,8	16	17
Начальная нефтенасыщенность:	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8	53	50
Проницаемость*	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/д	19,1	7,8	24,6
Проводимость*	м*мД	2,9	4,7	0,3	2,5	1,7	57,3	23,1	99,5	31,0	118,4	н/д	168,1	92	113,2
Коэффициент песчанистости*	доли ед	0,60	0,57	0,54	0,54	0,40	0,55	0,42	0,44	0,62	0,73	0,53	0,63	***	***
Коэффициент расчлененности*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9	***	***
Начальная пластовая температура	^0C	77		78			80	83,5		84	84	85	85	85	
Начальное пластовое давление	МПа	25,6		25,6	25,5	25,9-26,2	26,2-26,7	26,9-27,9	26,7-27,8	27,3-27,9	27,7	27,6	27,6	28,1	28,3
Давление насыщения нефти	МПа	н/опр					6,6	6,6		6,2				6,2	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	3,8					4,72	4,72		5,94				5,94	
Плотность нефти в поверхн. условиях	$т/м^3$	0,891					0,882	0,882		0,882				0,882	
Плотность нефти в пластовых условиях	$т/м^3$	н/опр					0,861	0,861		0,851				0,851	
Обьёмный коэффициент нефти	ед	н/опр					1,046	1,046		1,056				1,056	
Содержание серы в нефти	%	1,44					1,45	1,34	1,54	1,47				1,47	
Содержание парафина в нефти	%	2,99					3,13	2,5	2,74	3				3	
Содержание силикагел.смол в нефти	%	11,13					10,2	9,2	10,7	9				9	
Содержание асфальтенов в нефти	%	5,47					8,8	7,9	8,1	6,4				6,4	
Газосодержание нефти	$м^3/т$	38					26	26		24				24	
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,4					0,39	0,38		0,37				0,37	

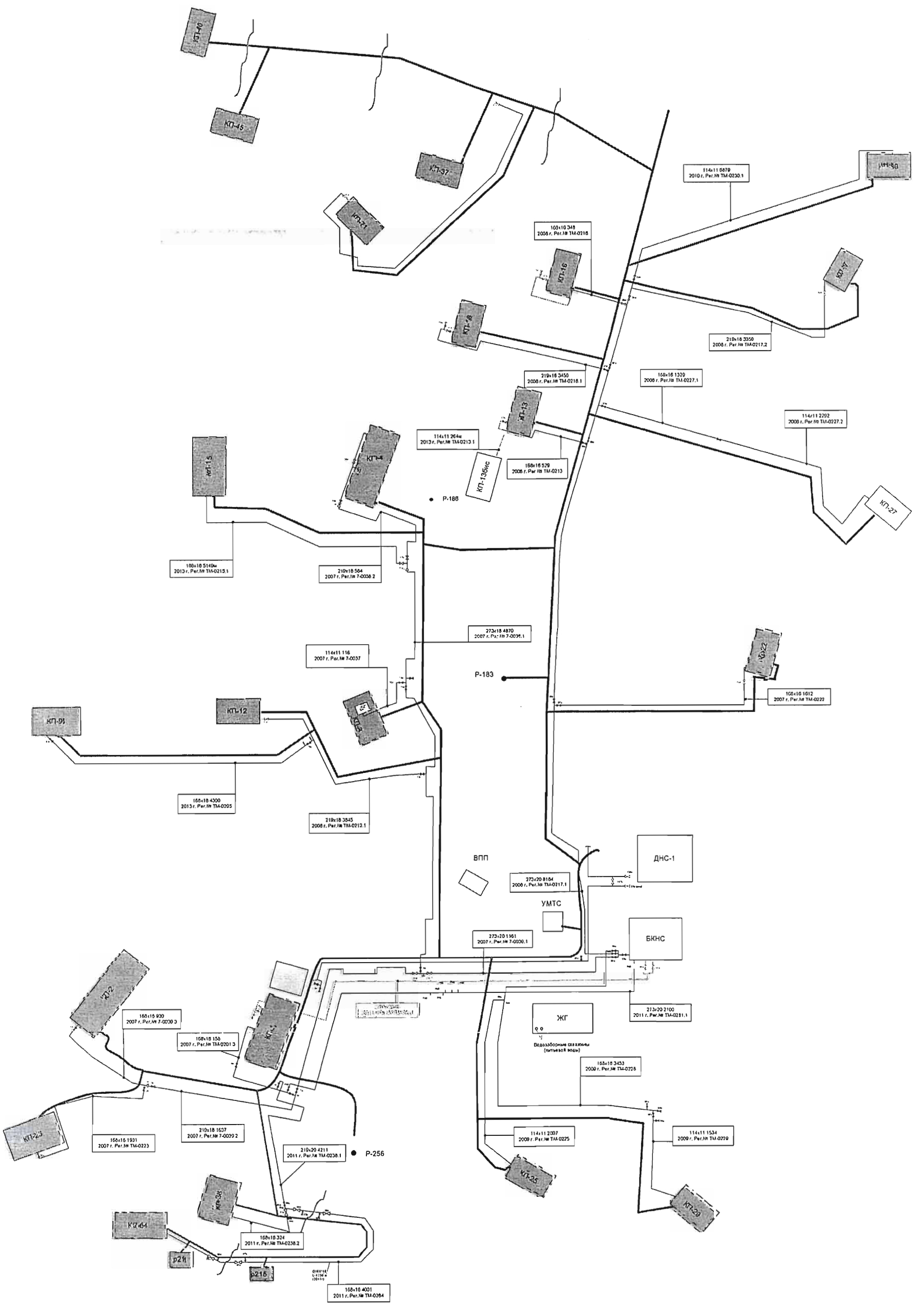
Примечание: * - значения параметров, осредненные по скважинам (по данным ГИС)

" - значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки

Приложение 10



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА
водоводов высокого давления
Тайлаковского м/р



Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1.	**Код региона РФ, зона строительства:**
	– 1,2 зона ХМАО
2.	**Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР**
	• Выполнить сметную документацию в соответствие 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-2001ХМАО; • 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). 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). 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 • 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).

	• Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. • Сметную документацию предоставить на электроном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.arp, xml и exel).
3.	**Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)**
	– 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**
	– 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**
	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • 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**
	Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно_ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно_ТСЦ-407-0021;
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**
	• 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 (нефтесборные 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 изготовлении 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 <u>не допускается!</u>
- 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 <u>не допускается!</u>
- 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.

	– 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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г.Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб., д 26/1 г.Москва, 115035
Тел: (499) 517-86-99, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru http://www.rosneft.ru
ОКПО 00044428, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/997150001

от 16.06.2015 № ГА-39615

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Генеральным
директорам дочерних обществ
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Уважаемые коллеги!

В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий коэффициент К=0,71(без учета стоимости свай).

В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части сваи на поверхности земли выше 10% от проектной длины сваи, при формировании сметных расчетов следует учитывать оба коэффициента (коэффициент К=0,71 и коэффициенты п. 3.3. технической части Сборника №5).

Данный норматив применять при подготовке сметной документации, формировании стоимости начальной максимальной цены и формировании затрат за выполненные подрядчиком работы.

Приложение: письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 на 3 л. в 1экз.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Славнефть-Мегионнефтегаз»
Управление капитального
строительства и ремонта объектов
Входящий № 7140
«19» 06 2015 г.

Открытое акционерное общество
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА
Входящий № 1284-эп
«17» июня 2015

С уважением,

Советник Президента –
директор Департамента планирования,
управления эффективностью, развития
и инвестиций в разведке и добыче
в ранге вице-президента

А.В. Пригода

Исполнитель: Петрова А.С.
8(499)517-8888, доб.62194

О.В. Бритвин

Вх № 04-1651
«18» 6 2015 г.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г.Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб., д 26/1 г.Москва, 115035
Тел: (499) 517-88-88, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОКПО 00944428, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/997150001

от 24.02.2015 № 11-1246

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Генеральным директорам
ОАО «НК «Роснефть»
(по списку)

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщаю следующее:

1. Если погружение свай осуществляется в заранее пробуренные лидерные скважины с последующей забивкой их в плотные грунты необходимо применять корректирующий коэффициент в размере 0,71 к единичным расценкам сборника №5 на погружение свай. Указанный коэффициент не должен применяться к стоимости свай.

2. Затраты на компенсацию разницы в стоимости электроэнергии, получаемой от дизельных электростанций, следует определять в строгом соответствии с прилагаемым порядком.

Вместе с тем обращаю внимание на необходимость неукоснительного соблюдения порядка компенсации прочих и лимитированных затрат, доведенного письмом от 25.09.2013 №АВ-7672.

Приложение: порядок определения затрат на электроэнергию от ДЭС на 2л.

С уважением,

Заместитель директора Департамента
строительного контроля, планирования
и ценовой политики в строительстве Д.И. Натко

Исп. Глухова Виталий Александрович
8(499)517-8888, доб.6731

Приложение ___ к письму №_____

Порядок
расчета дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС при производстве СМР

Дополнительные затраты по оплате разницы в стоимости электроэнергии могут появляться при отсутствии на объектах постоянных источников электропитания и применении передвижных электростанций. Ниже приводится порядок расчета этих дополнительных затрат.

1.1 <u>При разработке проектно-сметной документации</u>:

1.1.1 По линейным объектам строительства (ВЛ, КЛ, трубопроводы, дороги и т.п.) :

Учитывая, что в составе норм ГЭСН и расценок ФЕР (ТЕР), используемых для определения стоимости строительства линейных объектов, учитываются механизмы и сварочные агрегаты с двигателями внутреннего сгорания, расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии производить не рекомендуется.

1.1.2 По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:

Затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС, необходимо рассчитывать только в исключительных случаях, при обосновании данных затрат в Проекте организации строительства (ПОС).

В ПОС необходимо:

-рассчитать оптимальную мощность ДЭС;

-произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитываемых в главах 2-8 Сводного сметного расчета стоимости строительства;

-отразить период работы ДЭС на данном объекте.

При подготовке окончательного решения ПОС по оптимальному учету затрат на разницу в стоимости электроэнергии необходимо проработать вариант, при котором будет построена и задействована трансформаторная подстанция, необходимая для нормальной эксплуатации объекта, подведены электросети к ней и от неё (до момента сдачи органам энергонадзора). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию строящейся трансформаторной подстанции, чтобы в расчете стоимости в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость строительства, а лишь часть этой стоимости.

В сметной документации необходимо рассчитать дополнительные затраты на основании показателей стоимости 1 часа работы ДЭС с вычетом учитываемой расценками электроэнергии при получении от постоянных источников.

При отсутствии данных в ПОС производить учет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии не рекомендуется.

1.2 <u>При формировании расчета начальных (максимальных) цен (далее – НМЦ) для проведения закупок на строительство объектов:</u>

В расчет НМЦ включать только затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, обоснованные ПОС и учтенные в утвержденном Заказчиком Сводном сметном расчете стоимости строительства. При отсутствии данных затрат в проектно-сметной документации, в расчете затраты не учитывать.

1.3 <u>При заключении договоров с подрядными организациями и проведении взаиморасчетов с ними:</u>

-Договора заключаются в соответствии с условиями проведенных закупок;

-При наличии в коммерческом предложении Подрядчика и заключенном договоре затрат, учитывающих разницу в стоимости электроэнергии, проведение взаиморасчетов с Подрядчиком в части компенсации названных затрат, производится в рамках утвержденного лимита в договоре в следующем порядке:

- по ресурсным ведомостям к локальным сметам (или же Актам КС-2) Подрядчику необходимо рассчитать кол-во часов работы механизмов, работа которых в расценках учтена от постоянных источников электроэнергии, а по факту питание осуществляется от передвижной ДЭС;
- на основании паспортных данных машин и механизмов определяется общая потребность в электроэнергии в кВт-час;
- Подрядчик производит расчет стоимости 1 часа работы ДЭС и стоимость вырабатываемого ДЭС 1 кВт-часа электроэнергии и согласовывает данные расчеты с Заказчиком;
- определяется разница между стоимостью электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, и стоимостью электроэнергии от постоянных источников, учтенной расценками.

К расчетам Подрядчик должен прикладывать документы, подтверждающие фактические показатели расхода электроэнергии от ДЭС. Оплате подлежат только та часть фактических затрат Подрядчика, которая не превышает расчетный уровень дополнительных затрат.

При отсутствии расчетов Подрядчика дополнительные затраты на разницу в стоимости электроэнергии не компенсировать.

Приложение 12

СОГЛАСОВАНО
< Директор по капитальному строительству >
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
_____ Николаев Д.А.
«____» _____ г.

СОГЛАСОВАНО
< Заместитель генерального директора по управлению системой снабжения >
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
_____ Ильичев С.А.
«____» _____ г.

июнь 2014г

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

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	141ОТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	606ИМП	Механизированные устройства ТОТрубопров	Подрядчик		
		3	705ИМП	ТрубыСтеклопластик	Подрядчик		
		4	149ОТЧ	Трубы водогазопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	136ОТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	137ОТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	138ОТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	146ОТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	147ОТЧ	Трубы больш.диаметра		Заказчик	
		10	148ОТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602ИМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, Заглушки, бобышки, штуцера, Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	094ОТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	095ОТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	761ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	116ОТЧ	Резерв.и резер.обор.		Заказчик	
		17	117ОТЧ	Нефтеаппаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтоны и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. Котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и змеевики печей	Подрядчик (змеевики печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и змеевиков	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Метал констр газоходов	Подрядчик		
		34	312ОТЧ	Дизтопливо	Подрядчик		
		35	313ОТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	314ОТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	315ОТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	316ОТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	317ОТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	318ОТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	458ОТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	459ОТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	484ОТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	МаслаИмп	Подрядчик		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подрядчик		
		46	697ИМП	Смазки	Подрядчик		
		47		Охлаждающие жидкости	Подрядчик		
		48		Гидравлические жидкости	Подрядчик		
		49		Бензол, толуол	Подрядчик		
		50		Прочие нефтепродукты	Подрядчик		
		51	118ОТЧ	Котел.и энерг.обор.		Заказчик	
		52	122ОТЧ	З/ч кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	223ОТЧ	Электронагрев.элем.	Подрядчик		
		54	224ОТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	225ОТЧ	Эл.печи промышленные	Подрядчик		
		56	226ОТЧ	Обогреват.промышлен.	Подрядчик		
		57	227ОТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	228ОТЧ	ПРА для эл.ламп	Подрядчик		
		59	229ОТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	230ОТЧ	Лампы местн.освещен.	Подрядчик		
		61	231ОТЧ	Лампы кварц. галоген	Подрядчик		
		62	232ОТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	233ОТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	234ОТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	235ОТЧ	Светильник.взрывозащ		Заказчик	
		66	236ОТЧ	Светильник.промышлен		Заказчик	
		67	237ОТЧ	Светильн.общ.назнач.	Подрядчик		
		68	238ОТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	239ОТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	240ОТЧ	Прожекторы		Заказчик	
		71	241ОТЧ	Коробки эл.установоч		Заказчик	
		72	242ОТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	243ОТЧ	Эл.разъемы, роз.вил.	Подрядчик		
		74	244ОТЧ	Наконечники кабельн.	Подрядчик		
		75	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	249ОТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (заземлители, грозоразрядники)	Заказчик	
		77	264ОТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	272ОТЧ	Трансформ.разделит.	Подрядчик (ТСЗИ-2,5, ТФЗМ, ТОЛ, ТЛК, ТТИ, тока Т-0,66, 50/5-600/5, лабораторные)	Заказчик	
		79	273ОТЧ	Трансформаторы тока			
		80	274ОТЧ	Трансформ.напряжения			
		81	275ОТЧ	Трансформ.лаборатор.			
		82	276ОТЧ	Электродв.общепром.		Заказчик	
		83	277ОТЧ	Электродв.взрывозащ.		Заказчик	
		84	278ОТЧ	Электродв.синхронные		Заказчик	
		85	281ОТЧ	Включатели высоковол		Заказчик	
		86	282ОТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	283ОТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	284ОТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик (АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0.11А до50А)	Заказчик	
		89	285ОТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, ТПВМ2-10)	Заказчик	
		90	286ОТЧ	Контакторы		Заказчик	
		91	287ОТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	288ОТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	289ОТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	290ОТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	291ОТЧ	Предохран.высоковол.	Подрядчик		
		96	292ОТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-II, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-II/220, радиодетали)	Заказчик	
		97	293ОТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	294ОТЧ	Выключатели конечные	Подрядчик		
		99	295ОТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	296ОТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	297ОТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	298ОТЧ	Переносные заземлен.	Подрядчик		
		103	299ОТЧ	Тех.диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-УЗО, указатели положения)		
		104	300ОТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	301ОТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	304ОТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	305ОТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	306ОТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	307ОТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	308ОТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	309ОТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	310ОТЧ	Электроизм.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	374ОТЧ	НизковольтнОборудов.	Подрядчик		
		114	385ОТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	386ОТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	390ОТЧ	Лампы коммут.,сигн.	Подрядчик		
		117	393ОТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	530ОТЧ	З/Ч Газ.порш.эл.стан		Заказчик	
		119	533ОТЧ	З/Ч компр. ДЭН-160ШМ		Заказчик	
		120	612ИМП	З/ч к эл/оборудован		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-проц.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	270ОТЧ	Трансформ.подстанции		Заказчик	
		126	271ОТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	303ОТЧ	Дизел.электростанции		Заказчик	
		128	391ОТЧ	Трансформаторы ТМПН		Заказчик	
		129	722ИМП	Подстанции импортные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электростанции имп.		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочно-комплектное оборудование различного назначения	132	119ОТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	127ОТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	255ОТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	257ОТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	258ОТЧ	Радиоап.телеф.аппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульты микшерные, микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	260ОТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	261ОТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	262ОТЧ	З/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	382ОТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электроизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер приб (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 дл систем автоматич пожаротуш и пож сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная,в т.ч.	154	129ОТЧ	Задвижки трубопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	ПромТрубопровАрматур	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	520ОТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	703ИМП	Клапаны обр.повор.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	121ОТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
	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.предох.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.трубоп.арм.		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
		171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеящие вещества и герметики, Спец. оптирочные материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и пневмокабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства защ.ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	180ОТЧ	Сплавы	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припои	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стропы,комплек.к ним	Подрядчик		
		180	322ОТЧ	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		
9	Вспомогательные материалы	184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые, люки чугунные канализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетино-щёточн.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.свар.и охлаж	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг. котел.обор.	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг.дезенфицир.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	519ОТЧ	Оборудование для столовой		Заказчик	
		199	527ОТЧ	Средства очистки трубоп.	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 (в комплекте с оборудованием)	
		202	700ИМП	Бытовая техника имп.	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборудованием)	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастотн.	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 неизолирован.		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изд.для каб.лин.пр.	Подрядчик (кабельные монтажные, лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибк.(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	Спецобувь	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив.защ.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат медный	Подрядчик (нетранзитные 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 (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (Балки стальные колонные, широкополочные, балки стальные для крановых путей, рельсы, подкладки, накладки, костыли)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллеры		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь шестигранная	Подрядчик		
		241	154ОТЧ	Сталь квадратная	Подрядчик		
		242	155ОТЧ	Сталь полосовая		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		243	156ОТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	157ОТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колючая, катанка, сетки кладочные, сетка «Рабица», сетка плетёная, сетка тканая,проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	158ОТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	159ОТЧ	Ст.лист.прос.-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 d8-22)	Заказчик	
		253	096ОТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	097ОТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	098ОТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	099ОТЧ	Вентил.промыш.прочие	Подрядчик (канальные, оконные, Вентиляционные короба, воздуховоды, узлы прохода, решетки вентиляционные, дефлекторы, кондиционеры бытовые, сплитсистемы.)	Заказчик	
		257	248ОТЧ	Металлорукав	Подрядчик		
		258	323ОТЧ	ЛакокрасМтрлСтроител	Подрядчик		
		259	337ОТЧ	Тампонажн.материалы	Подрядчик		
		260	340ОТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузы , плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колодцы, лотки, плиты лотков, кольца, перемычки, колонны)	Подрядчик (кроме кроме дорожных плит и свай ж/б.)	Заказчик	
		261	341ОТЧ	Строительн.материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои,стекло, линолеум,плитка для пола и стен кирпич, плиты минераловатные,скорлупа для изоляции труб,поршни поролоновые, панели МДФ, пена монтажная, герметики, подвесные потолки, пленка полиэтиленовая, пенопласт, трубы асбоцементные, ровинг жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит)	Подрядчик		
		262	396ОТЧ	Сып.мат.(пес.кварц.)	Подрядчик		
		263	405ОТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
13	**Материалы и оборудования общестроительного назначения**	264	456ОТЧ	Композитные матер-лы	Подрядчик		
		265	457ОТЧ	ЛакокрасМтрлАвтомоб	Подрядчик		
		266	489ОТЧ	Металлосайдинг,компл	Подрядчик		
		267	630ИМП	З/ч д/холод оборудов	Подрядчик		
		268	631ИМП	З/ч анализ.МашинОбор	Подрядчик		
		269	632ИМП	З/чКотАгрУстПоВдподг	Подрядчик		
		270	698ИМП	Лакокрасочн.матер.	Подрядчик		
		271	714ИМП	ТоргПромышОборудИМП	Подрядчик		
		272	731ИМП	СтроительнМатериалы	Подрядчик		
		273		Изоляционные изделия	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ 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		Пиломатериалы	Подрядчик		
		279		Клапаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Столярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок,щебень,гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	**Инструменты, ГПМ, приспособления**	289	081ОТЧ	Присп.по тех.безоп.	Подрядчик		
		290	105ОТЧ	Под.-тран.обор.тали	Подрядчик		
		291	106ОТЧ	Под.-тран.обор.лебёд	Подрядчик		
		292	107ОТЧ	Под.-тран.обор.лифты	Подрядчик		
		293	181ОТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	192ОТЧ	Строительн.инструм.	Подрядчик		
		295	193ОТЧ	Измерительн.инструм.	Подрядчик		
		296	195ОТЧ	Абразивн.инструмент	Подрядчик		
		297	196ОТЧ	ЭлектротехИнструмент	Подрядчик		
		298	197ОТЧ	Слес.-монтаж.инструм	Подрядчик		
		299	198ОТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	199ОТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	200ОТЧ	Свёрла	Подрядчик		
		302	201ОТЧ	Резцы	Подрядчик		
		303	202ОТЧ	Плашки	Подрядчик		
		304	203ОТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	204ОТЧ	Развёртки	Подрядчик		
		306	205ОТЧ	Гребёнки металлореж.	Подрядчик		
		307	209ОТЧ	Станоч.принадлежност	Подрядчик		
		308	210ОТЧ	Подшипники	Подрядчик		
		309	250ОТЧ	Электропаяльники	Подрядчик		
		310	251ОТЧ	Свароч.обор.и компл.	Подрядчик		
		311	252ОТЧ	Газопл.обор.и компл.	Подрядчик		
		312	253ОТЧ	Приборы теплоконтрол		Заказчик	
		313	752ИМП	Сборные жилые домики		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и копировальная техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания.		Заказчик	
		315	269ОТЧ	Бытовое эл/оборудов		Заказчик	
		316	410ОТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	472ОТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм. обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	407ОТЧ	Компьют.,вычисл.тех.		Заказчик	
		320	408ОТЧ	Сетев.и коммун.обор.		Заказчик	
		321	409ОТЧ	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	КомпьютВычислиТех-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев и КоммуникОбор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	ДопОборудКВычислТехн		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	526ОТЧ	Мебель промыш эл.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к ЛабОборНоуско		Заказчик	
		329	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	265ОТЧ	Холод.обор.промышлен		Заказчик	
		335	266ОТЧ	Торговопромыш.оборуд		Заказчик	
18	Электроизоляционные материалы	336	404ОТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие ткани, Изолента, Оргстекло, Текстолит)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	324ОТЧ	Рукава гибк.полимер.	Подрядчик		
		338	325ОТЧ	Рукава буровые	Подрядчик		
		339	326ОТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	327ОТЧ	Рукава резинотехнич.	Подрядчик		
		341	328ОТЧ	Ремни клиновые	Подрядчик		
		342	329ОТЧ	Ремни вент.для автр.	Подрядчик		
		343	330ОТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	331ОТЧ	Паронитты	Подрядчик		
		345	332ОТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	333ОТЧ	Асбоизделия	Подрядчик		
		347	334ОТЧ	Электроиз.полим.мат.	Подрядчик		
		348	449ОТЧ	ФторопластовИзделия	Подрядчик		
		349	481ОТЧ	Стандарт РТИ	Подрядчик		
		350	708ИМП	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		351		Резинотехнические изделия	Подрядчик		
		352		Асбестотехнические изделия	Подрядчик		
		353		Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		354		Графитовые изделия	Подрядчик		
		355		Пластмассовые изделия	Подрядчик		
		356		Прокладки	Подрядчик		
		357		Набивки	Подрядчик		
		358					
		359		Крепежные изделия черные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия легированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	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	З/чПожарСигн/Кондиц	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожарнОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожарнОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, головки- заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты сливные, предохранители огневые, клапана пожарные, насадки, патрубки, ГПС, Пенообразователь)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны кар. навивные.	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС и РО Е.В.Лещенко

Начальник ДК ОКС С.И.Коваленко

Исп.Лущенко В.Ю.
тел.41-969

Исп Черентаев А.Н.
тел 41-862

Приложение 13

Расчет стоимости строительства объекта (базисно-индексный метод)

№	Виды работ и затрат	Единица измерения мощности (км, м3, шт и т.д.)	Количество	Базисный уровень цен 2001г.							Текущий уровень цен																	
					в том числе							в том числе																
												Поставка Заказчика		Поставка Подрядчика														
				Стоимость объекта всего, тыс. руб	Стоимость материалов всего, тыс. руб	Оплата труда основных рабочих, тыс. руб	Стоимость ЭММ, тыс. руб	в том числе оплата труда механизаторов, тыс. руб	Накладные расходы, тыс. руб	Сметная прибыль, тыс. руб	Стоимость МТР всего, тыс. руб	Стоимость оборудования, тыс. руб	Стоимость материалов, тыс. руб	Стоимость оборудования, тыс. руб	Стоимость материалов, тыс. руб	Оплата труда основных рабочих, тыс. руб	Трудозатраты основных рабочих, чел-час	Затраты на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб	Время работы механизмов, маш-час	Оплата труда механизаторов, тыс. руб	Трудозатраты рабочих-механизаторов, чел-час	Накладные расходы, тыс. руб	Сметная прибыль, тыс. руб	Стоимость ВСЕГО без учета материалов и оборудования поставки Заказчика	Стоимость ВСЕГО без учета материалов и оборудования поставки Заказчика с учетом прочих затрат и НДС	Полная стоимость с учетом материалов и оборудования поставки Заказчика	Полная стоимость с учетом материалов и оборудования поставки Заказчика с учетом прочих затрат и НДС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	Подробный перечень работ выполняемых при строительстве "объекта"																										
1																											
2																											
3																											
	ИТОГО по всем работам																										
	Временные здания и сооружения																										
	ИТОГО с ВРзиС																										
	Зимнее удорожание																										
	Непредвиденные затраты																										
	ИТОГО																										
	Прочие работы и затраты																										
	- Мобилизация																										
	- Затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом																										
	- Затраты по перевозке автомобильным транспортом рабочих строительно-монтажных организаций																										
	- Страхование		1%																								
	Итого прочие работы и затраты																										
	ИТОГО с учетом прочих работ и затрат																										
	ПИР																										
	ИТОГО с учетом всех затрат																										
	НДС		18%																								
	ИТОГО с учетом НДС																										

	Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика без НДС (тыс. руб.)			
	НДС			
	Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика с НДС (тыс. руб.)			

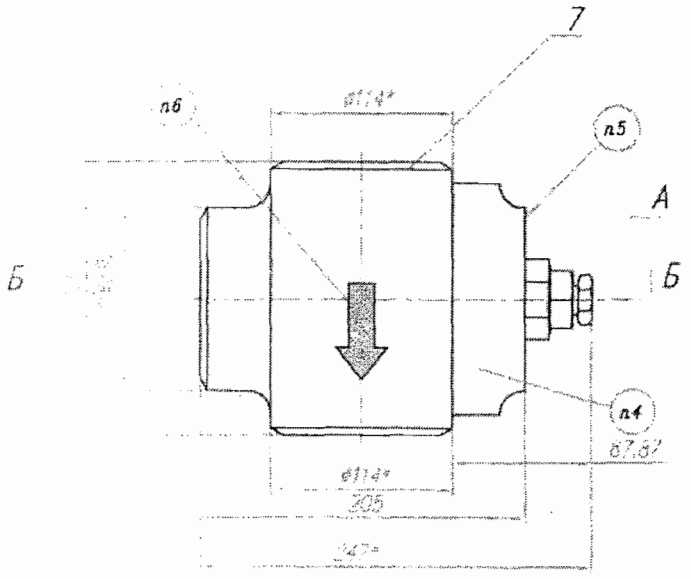
Примечание: в строке "Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика" указывается максимально возможная стоимость ЛОТа на весь период строительства, с учетом индексации, всех прочих и непредвиденных затрат

Ценовые нормативы, используемые в расчете на момент проведения тендера (базисно-индексный метод)

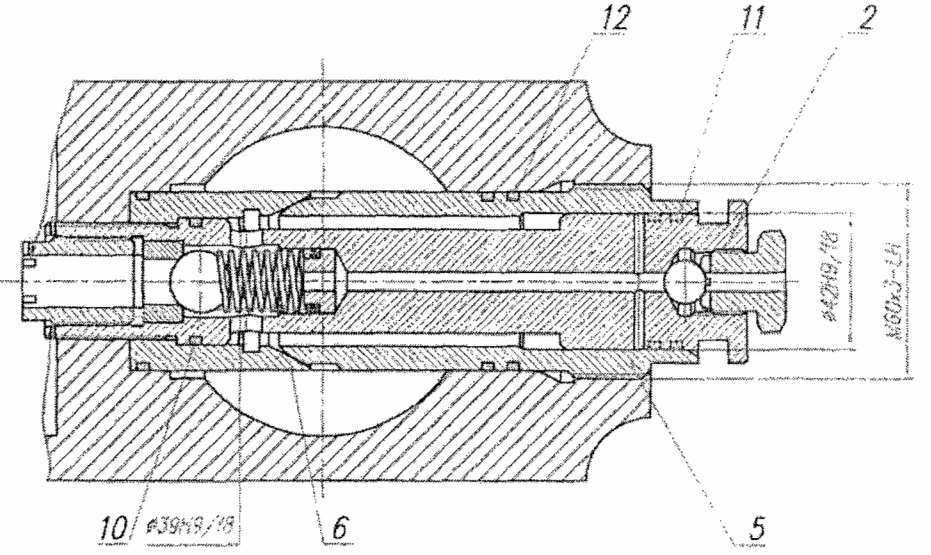
Указать в ценах какого периода выполнен расчет (например "Расчет выполнен в ценах 4 квартала 2014 года")

1	**Заработная плата рабочего 4-го разряда**	руб./час			
2	**Индекс оплаты труда**				
3	**Индекс эксплуатации машин и механизмов**				
4	**Индекс МТР**				
5	**Уровень накладных расходов**	%			
6	**Уровень сметной прибыли**	%			
7	**Учтенный процент индексации СМР (годовой)**	%			

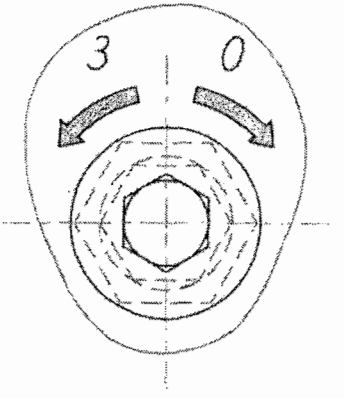
Расчет должен быть выполнен на основании утвержденной ПСД



Б–Б (1:1)



А (1:1)



1. * Размеры для справок
2. Испытать на герметичность подвижных и неподвижных уплотнений давлением $P^{исп}$=1,5Рраб. Рраб =4МПа
Клапан отрегулировать на перепад давления открытия клапана 0,6±0,1МПа
После регулировки зеконтрить подвижную гайку
3. Покрытие кромы сопрягаемых и резьбовых поверхностей грунтовкой ГФ-021 по ГОСТ 25129-82, эмаль кремнийорганическая КО-86В ТУ2312-001-49245672-46-2000 – 2 два слоя. Цвет согласно схемы окраски
4. Маркировать типоразмер, порядковый номер по системе предприятия, дату выпуска (месяц, год – две последние цифры).
5. Нанести указатель положения золотника шрифтом высотой 15...20мм (отка закр см. вид А).
6. Нанести стрелку направления потока среды
7. На сопрягаемые поверхности и резьбовые соединения нанести тонким слоем консистентную смазку типа ЛИТОЛ-24, ЦИАТИМ 203, НК 50

				КЯАЛ.001.000.00СБ			
Изм.	Лист	N докум.	Подпись	Дата	Клапан устревой быстросъемный (КУБС-114)	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Кравцов					10,5	1:2
Пров.		Кравцов			Сборочный чертеж			
Т.контр.						Лист	Листов 1	
Н.контр.						ООО "ЭЛЕКТРО"		
Утв.		Кравцов, Доценко						

Приложение 14