

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»



А.М. Пятаев
2014 г.

Задание на проектирование 192-14
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №46»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №46
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной 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.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера
6.	Требования к проектной организации
	– Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2015г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки № 46, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе

	<p>высот в формате MapInfo.</p> <p>– Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 47.13330.2012.</p>
--	--

12.	<p>Требования к выделению пусковых комплексов</p> <p>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.</p>
-----	---

13.	<p>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</p> <p><u>Куст скважин № 46 – 24 скважины</u></p>
-----	---

1-й этап строительства :

– «Обустройство 1-ой скважины куста №46»

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 № 46

№	Наименование скважины	Глубина, м	Диаметр, мм	Куст	Назначение	Пуск	Длина, м	Диаметр, мм	Пуск	Длина, м	Диаметр, мм
1	1-я скважина	1700	100	46	1-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
2	2-я скважина	1700	100	46	2-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
3	3-я скважина	1700	100	46	3-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
4	4-я скважина	1700	100	46	4-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
5	5-я скважина	1700	100	46	5-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
6	6-я скважина	1700	100	46	6-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
7	7-я скважина	1700	100	46	7-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
8	8-я скважина	1700	100	46	8-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
9	9-я скважина	1700	100	46	9-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
10	10-я скважина	1700	100	46	10-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
11	11-я скважина	1700	100	46	11-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
12	12-я скважина	1700	100	46	12-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
13	13-я скважина	1700	100	46	13-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
14	14-я скважина	1700	100	46	14-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
15	15-я скважина	1700	100	46	15-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
16	16-я скважина	1700	100	46	16-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
17	17-я скважина	1700	100	46	17-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
18	18-я скважина	1700	100	46	18-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
19	19-я скважина	1700	100	46	19-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
20	20-я скважина	1700	100	46	20-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
21	21-я скважина	1700	100	46	21-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
22	22-я скважина	1700	100	46	22-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
23	23-я скважина	1700	100	46	23-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100
24	24-я скважина	1700	100	46	24-я скважина	1700	100	1700	100	1700	100

Основные показатели разработки представлены в Приложении № 7

Планируемое погружное оборудование куста скважин № 46 представлено в Приложении № 8

– «Автодорога на куст скважин № 46»,

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 46	0,7	Возможна корректировка

– «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 46» - согласно технических условий энергоснабжающей организации

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 46	8,60	Возможна корректировка

– «Нефтегазопровод «к. 46 – т.вр.к.47» (1,2 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод «к. 46 – т.вр.к.47» (1,2 нитка) (Приложение № 1)	4,65	Возможна корректировка

2-й этап строительства «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 46» - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 46 (Приложение №2)	8,60	Возможна корректировка

3-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр. к. 47 – т.вр.к. 52» (2 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «т.вр. к. 47 – т.вр.к. 52» (2 нитка) – (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка

4-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр. к. 52 – т.вр.к. 53» (2 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод «т.вр. к. 52 – т.вр.к. 53» (2 нитка) – (Приложение № 1)	1,05	Возможна корректировка

5-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр. к. 53 – т.вр.к. 41» (2 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод «т.вр. к. 53 – т.вр.к. 41» (2 нитка) – (Приложение № 1)	1,70	Возможна корректировка

6-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр. к. 41 – т.вр.к. 31» (2 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод ««т.вр. к. 41 – т.вр.к. 31» (2 нитка) – (Приложение № 1)	4,60	Возможна корректировка

7-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр. к. 31 – т.вр.к. 49,57» (2 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод ««т.вр. к. 41 – т.вр.к. 31» (2 нитка) – (Приложение № 1)	1,90	Возможна корректировка

8-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр. к. 41 – т.вр.к.53»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. к. 41 – т.вр.к.53» (Приложение № 1)	1,70	Возможна корректировка

9-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр. к. 53 – т.вр.к.52»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. к. 53 – т.вр.к.52» (Приложение № 1)	1,05	Возможна корректировка

10-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр. к. 52 – т.вр.к.47»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. к. 52 – т.вр.к.47» (Приложение № 1)	0,90	Возможна корректировка

11-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр. к. 47 – т.вр.к.46»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. к. 47 – т.вр.к.46» (Приложение № 1)	4,55	Возможна корректировка

12-й этап строительства – вторая скважина;

13-й этап строительства – третья скважина;

14-й этап строительства – четвёртая скважина;

15-й этап строительства – пятая скважина;

16-й этап строительства – шестая скважина;

17-й этап строительства – седьмая скважина;

18-й этап строительства – восьмая скважина;

19-й этап строительства – девятая скважина;

20-й этап строительства – десятая скважина;

21-й этап строительства – одиннадцатая скважина;

	<p>22-й этап строительства – двенадцатая скважина;</p> <p>23-й этап строительства – тринадцатая скважина;</p> <p>24-й этап строительства – четырнадцатая скважина;</p> <p>25-й этап строительства – пятнадцатая скважина;</p> <p>26-й этап строительства – шестнадцатая скважина;</p> <p>27-й этап строительства – семнадцатая скважина;</p> <p>28-й этап строительства – восемнадцатая скважина;</p> <p>29-й этап строительства – девятнадцатая скважина;</p> <p>30-й этап строительства – двадцатая скважина;</p> <p>31-й этап строительства – двадцать первая скважина;</p> <p>32-й этап строительства – двадцать вторая скважина;</p> <p>33-й этап строительства – двадцать третья скважина;</p> <p>34-й этап строительства – двадцать четвертая скважина.</p>
14.	<p>Требования к техническим решениям</p> <p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7; – Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм; – Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии; – Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 1; – Требования к организации системы ППД куста № 46 Тайлаковского месторождения, давление нагнетания в пласт 190 кгс/см²; – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно РД Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки. – При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры; – При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;

- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, и оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики.
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика.
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85)
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97* п.5.18* 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 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 табл.21 (21-01-97* п.5.18* табл.4*).
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру

	<p>следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).</p> <ul style="list-style-type: none"> – Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20). – В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5). – В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.). – В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторах, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: – перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09 – Р-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
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовая площадка №46 расположена в границах территории традиционного природопользования; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации <i>«Традиционное №4»</i> – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19). – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов: проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1.4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным

	решениям
	Не требуется
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНИП 12-03-2001, СНИП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод»
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНИП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется

22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №46»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин № 46 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин № 46 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин № 46 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин № 46 Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения»</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК».</p>
25.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
26.	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.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах – В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Предоставить 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 №11.
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в

	<p>соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10).</p> <p>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arg, *.xml, *.xls.</p>
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<p>– Согласовать проектные решения с заказчиком.</p> <p>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</p> <p>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ».</p>
31.	Особые условия
	<p>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</p> <p>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</p> <p>- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</p> <p>- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</p> <p>- Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</p>
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<p>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации.</p> <p>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</p> <p>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p>
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:

Зам. начальника ООИИР ДПИРиВОЭ

Игнатов С. В.

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №46»

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

УТВЕРЖДАЮ:

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

« » И.Г. Тухфатуллин
2014 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 46».**

1.	Наименование объекта		
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 46		
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		
	2016 г.		
7.	Условия ввода в эксплуатацию		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.		
8.	Состав проектируемого объекта:		
	<u>Куст скважин № 46 – 24 скважины:</u>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 46	0,70	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №46 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	8,60	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №46 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	8.60	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.46 - т.вр. к.47 (1.2 нитка) (Приложение №1)	4,65	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр. к.47 - т.вр.к. 52 (2 нитка) (Приложение №1)	0.90	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.52 - т.вр.к.53 (2 нитка) (Приложение №1)	1.05	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.53 - т.вр.к.41 (2 нитка) (Приложение №1)	1,70	Возможна корректировка

Нефтегазопровод т.вр.к.41 - т.вр.к.31 (2 нитка) (Приложение № 1)	4,60	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.31 - т.вр.к.49,57 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,90	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.41 – т.вр.к.53 (Приложение № 1)	1,70	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.53 – т.вр.к.52 (Приложение № 1)	1,05	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.52 – т.вр.к.47 (Приложение № 1)	0,90	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.47 – т.вр.к.46 (Приложение № 1)	4,55	Возможна корректировка

- 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 № 46

№	месторождение	№ скв	месяц ввода	куст	Назв.м. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жидк.	Qпуск, т/сут по нефти	%
1	Тяп-Яковское	1790		46	в консерв. нагн	ЮВ2	20	7	60
2		1791			водоп.	ПК			
3		3509	июн.17		гор с МГРН	ЮВ2	95	50	40
4		3520	июл.17		гор с МГРН	ЮВ2	90	45	43
5		***	авг.17		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
6		***	сен.17		гор с МГРН нагн (250м)	Ю2-3	115	45	56
7		***	окт.17		водоп.	ПК			
8		***	ноя.17		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
9		***	дек.17		нагн	Ю2-3	50	26	40
10		***	январ.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
11		***	фев.18		нагн	Ю2-3	50	26	40
12		***	мар.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
13		***	апр.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
14		***	май.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
15		***	июн.18		нагн	Ю2-3	50	26	40
16		***	июл.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
17		***	авг.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
18		***	сен.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
19		***	окт.18		гор с МГРН нагн (250м)	Ю2-3	115	45	56
20		***	ноя.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
21		***	дек.18		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
22		***	январ.19		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
23		***	фев.19		нагн	Ю2-3	50	26	40
24		***	мар.19		гор с МГРН	Ю2-3	115	45	56
24						Сумма	2130	878	
						Ср. Q	97	40	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 46 представлено в Приложении №4.

9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в

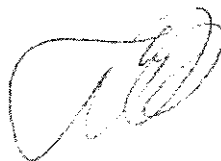
	<p>пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1; – При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов; – Требования к организации системы ППД куста № 46: Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см²; – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки; – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар); – Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; – При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин; – Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком; – Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ; – Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках; – Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин; – Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций; – По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики; – Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно,
--	---

	<p>принятым локальным актам заказчика;</p> <ul style="list-style-type: none"> – В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи; – Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; – Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85); – При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85) <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.); – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями; – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98); <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ. <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 46 расположена в границах территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с

	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования 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.	<p>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»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».
13.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промисловых трубопроводов».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p>

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

Исполнитель:
Ведущий инженер ОПИОМ ДПРПиОМ



А.И. Лузин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Кусты скважин № 46»

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



Приложение №1

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

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

" 0+ " 11 2014 г.
На № _____

№ МР-524
от «__» _____ 2014г.

Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объекту: « Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Кусты скважин № 46,117,68,86,296,306,566,426,».

Приложение: ТУ – 68 л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

Е.А.Войтович
тел. 46-927

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

М.Г. Разин
« » 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №46»

1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	<p>Нефтегазопровод «к.46-т.вр.к.47» (1,2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к.47 – т.вр.к.52» (2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к.52- т.вр.к.53» (2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к.53- т.вр.к.41» (2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к.41- т.вр.к.31» (2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к.31- т.вр.к.49,57» (2 нитка) Высоконапорный водовод «т.вр.к.41 – т.вр.к.53» Высоконапорный водовод «т.вр.к.53 – к.52» Высоконапорный водовод «т.вр.к.52 – к.47» Высоконапорный водовод «т.вр.к.47 – к.46»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.46-т.вр.к.47» (1,2 нитка) От к. 46 по проектируемым трубопроводам нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2130/878$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.47 – т.вр.к.52 (2 нитка) От к. 46 по проектируемым трубопроводам нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2130/878$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.52 – т.вр.к.53 (2 нитка) От к. 46 по проектируемым трубопроводам нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2130/878$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом</p>

Диаметр в точке подключения – 219мм

4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.53 – т.вр.к.41» (2 нитка)

От к. 46 по проектируемым трубопроводам нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти.

Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ – 2130/878

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

Диаметр в точке подключения – 273мм.

5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.41 – т.вр.к.31» (2 нитка)

От к. 46 по проектируемым трубопроводам нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти.

Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ – 2422/985

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

Диаметр в точке подключения – 273мм.

6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.31 – т.вр.к.49,57» (2 нитка)

От к.46 по проектируемым трубопроводам нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора–ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти.

Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ – 2966/1183

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

Диаметр в точке подключения – 273мм.

7 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.41 – т.вр.к.53»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от БКНС-2 на к.46

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 1300

Давление в точке подключения 200 кгс/см²

Диаметр в точке подключения Ду-200мм.

8 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.53 – т.вр.к.52»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от БКНС-2 на к.46

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 1300

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

Диаметр в точке подключения - определить гидравлическим расчетом

9 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.52 – т.вр.к.47»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от БКНС-2 на к.46

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 1300

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

Диаметр в точке подключения - определить гидравлическим расчетом

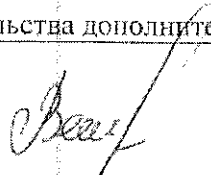
	<p>10 этап. Высоконапорный водовод «г.вр.к.47 – к.46»</p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от БКНС-2 на к.46</p> <p>Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут – 1300</p> <p>Давление в точке подключения - определить гидравлическим расчетом</p> <p>Диаметр в точке подключения - определить гидравлическим расчетом</p>
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (внутреннее покрытие, ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. – Для строительства нефтегазопровода 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 кустовых площадках для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; – Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. – Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет; – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1); – В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; – Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- 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; Максимальное давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия — от бровки земляного полотна на 2м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием — от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съёмными 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 при изыскательских работах 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

	<p>плавающий трубопровод не допускается.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; – При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей; – При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти при 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 трассе) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать 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. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнять с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО ВНИДУ и с НГП-4 ВНИДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНИДУ, ДГТ ОАО «СН-МН» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных

	<p>материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

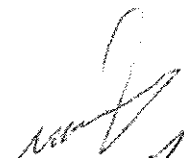
Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

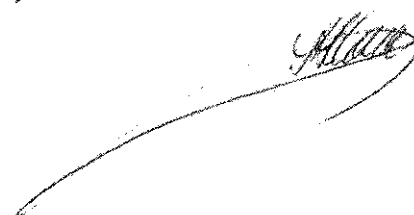


М.Н. Бессонов

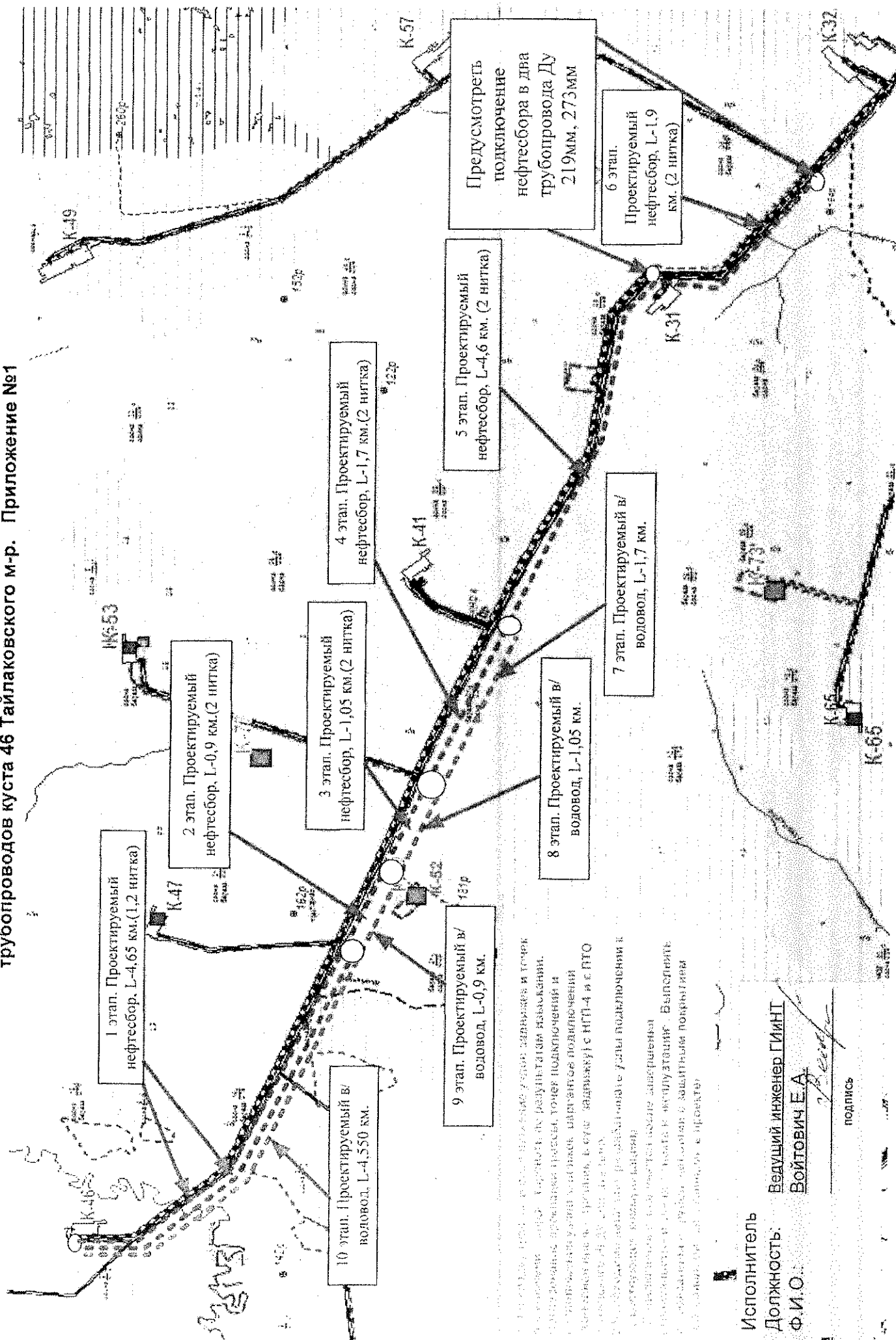
/ Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин



Предполагаемая схема подключения
трубопроводов куста 46 Тайлаковского м-р. Приложение №1



Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

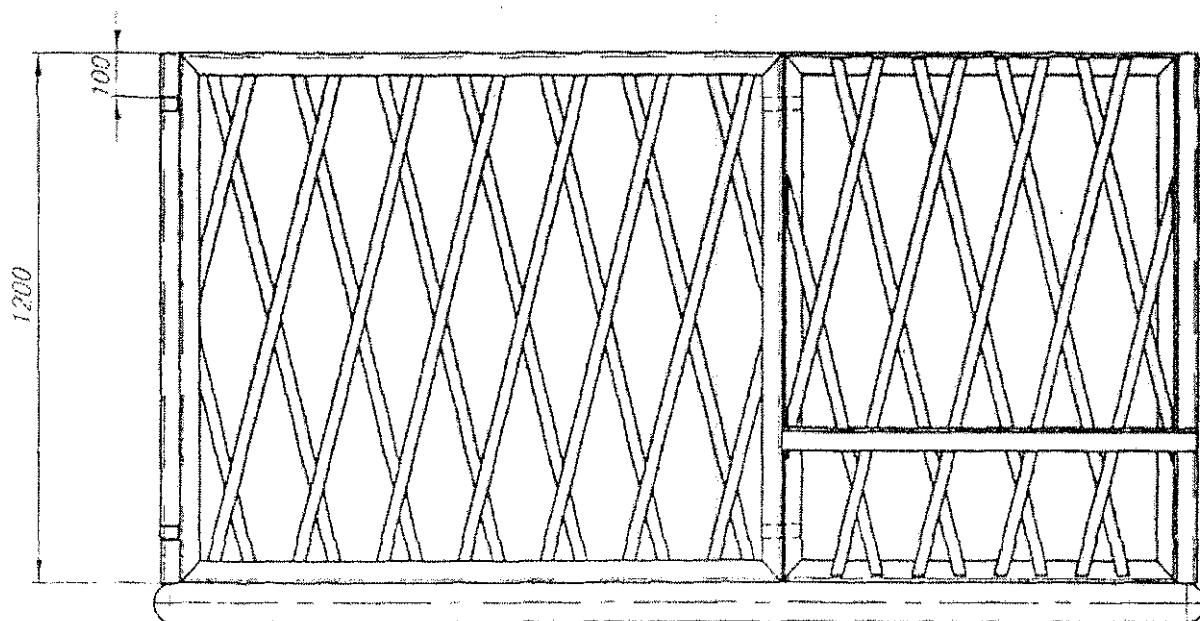
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

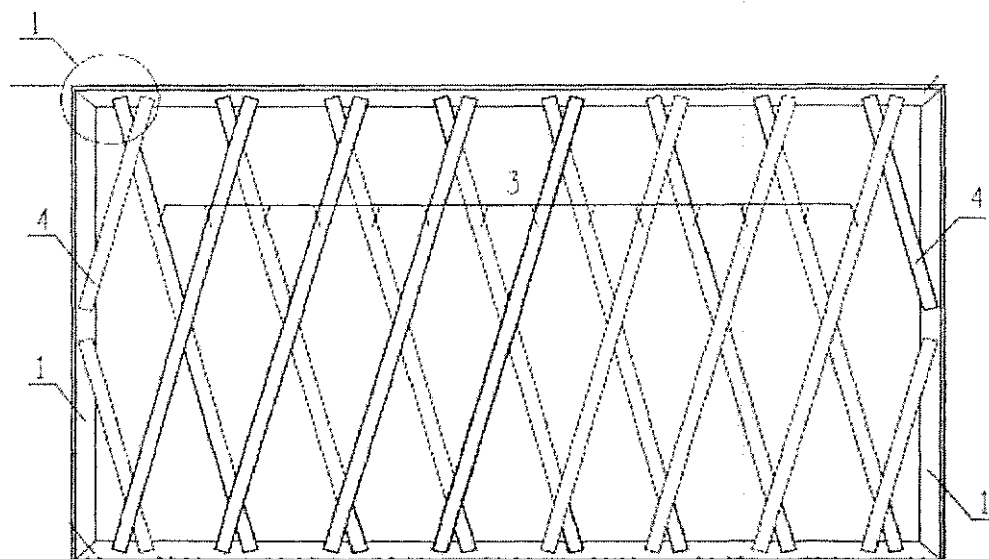
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

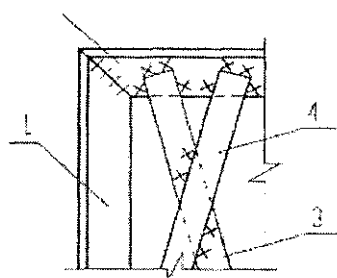
Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



1



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Угол $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

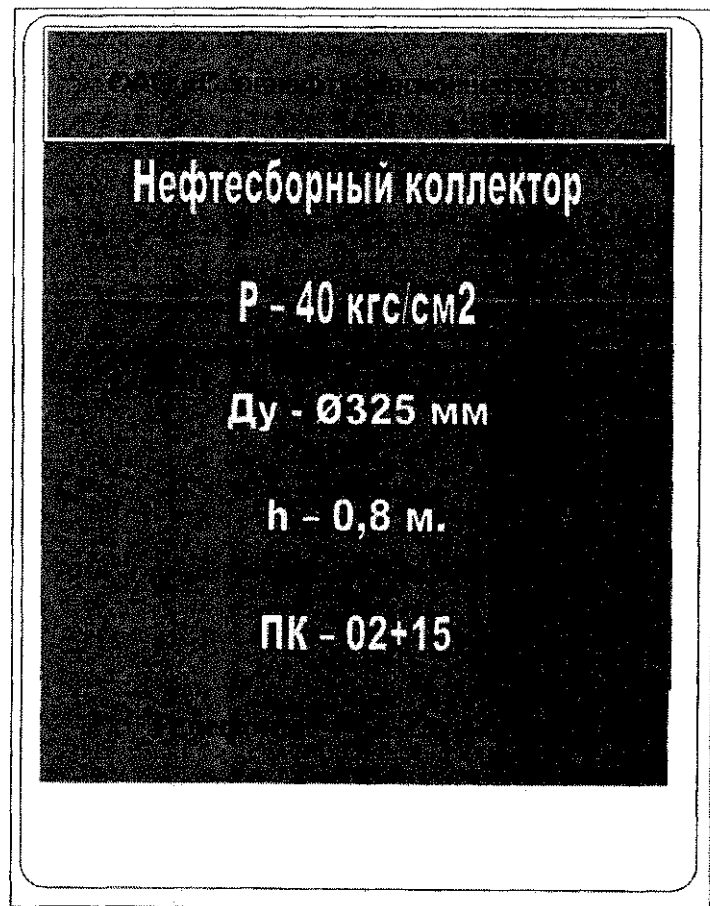
Телефон:

ЦИТС 4-62-22;
управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



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@mg-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

20 августа 2014 г.
На № ВКС-1998

№ 02-14/2561
от 18 08 2014 г.

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

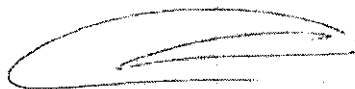
«О ТУ на электроснабжение
КП-46 Тайлаковского м/р»

Уважаемый Виктор Егорович!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП-46 Тайлаковского месторождения нефти.

Приложение: 1) Технические условия на электроснабжение КП-46 Тайлаковского месторождения нефти – на 5 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер



В.В. Долгушин

Исполнитель: ПТО
Смоленцев А.А. тел 4-18-92

Подпись КП-46

Технические условия № 267-2014 от 15.08.2014

на электроснабжение КП-46 Тайлаковского месторождения нефти.

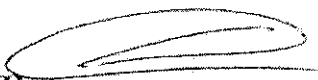
Запрашиваемая мощность – 2292 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-46 Тайлаковского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок КП-46 возможно только после выполнения II и III этапов технических условий №ВКС-801 от 03.04.2014 года, выданные ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Технические условия согласно письма ООО «МЭН» №02-14/2464 от 08.08.2014 считать недействительными.
7. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
8. **Проектом предусмотреть:**
 - 8.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точки подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-46 Тайлаковского м/р.
 - 8.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 8.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 8.4. Точки подключения:
 - Ячейка №4 ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41».
 - Проектируемая ячейка ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41», согласно III этапа ТУ №ВКС-801 от 03.04.2014 года.
 - 8.5. Проверочный расчёт электрооборудования ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 8.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-46 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 8.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 8.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 8.9. Пункт АВР-6кВ на КП-46 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 8.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стел-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 8.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 8.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 8.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 8.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 8.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.

- 8.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 8.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 8.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 8.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 8.20. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-46.
- 8.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи пласечных зажимов.
- 8.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 8.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-46 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 8.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 8.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 8.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

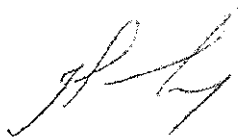
Приложение: 1. Технические условия №ВКС-801 от 03.04.2014г. - на 3 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровосжкин

Приложение №3

Проектные данные по КП № 46 Тайлаковского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи			Давление нагн МПа	Газосодержа ние м3/м	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водоз	нефти						
						с отработ	без отработ		жидк м3/сут	нефти м3/сут					
															закваски м3/сут
Ватинское НГДУ															
1	Тайлаковское	46	ЮВ2,3	24	15	7	0	2	2130	878	1300	19	ЮВ2 - 34,88 ЮВ3 - 34,21	ЮВ2 - 83 ЮВ3 - 86	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	15		0	2							

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМНР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 46 Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 46										
1.1	Общий фонд скважин, шт	9	21	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т.ч. - добывающих	6	14	15	15	15	15	15	15	15	15
	- нагнетательных	1	5	7	7	7	7	7	7	7	7
	- водозаборных	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	26	105	132	106	100	97	94	91	88	86
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	95	460	767	781	779	779	779	781	779	779
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	107	305	415	475	476	475	475	475	476	475
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	0,9	3,6	4,5	3,7	3,4	3,3	3,2	3,2	3,1	3,0

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбунь

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 46 Тайлаковского месторождения

№	месторождение	№ скв	месяц ввода	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Опуск. м3/сут по жид	Опуск. т/сут по нефти	%
1	Тайлаковское	1790		46	в консерв. нагн	ЮВ2	20	7	60
2		1791			водоз	ПК			
3		3509	июн.17		гор с МГРП	ЮВ2	95	50	40
4		3520	июл.17		гор с МГРП	ЮВ2	90	45	43
5		***	авг.17		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
6		***	сен.17		гор с МГРП нагн (250м)	Ю2-3	115	45	56
7		***	окт.17		водоз	ПК			
8		***	ноя.17		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
9		***	дек.17		нагн	Ю2-3	50	26	40
10		***	январ.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
11		***	фев.18		нагн	Ю2-3	50	26	40
12		***	мар.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
13		***	апр.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
14		***	май.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
15		***	июн.18		нагн	Ю2-3	50	26	40
16		***	июл.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
17		***	авг.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
18		***	сен.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
19		***	окт.18		гор с МГРП нагн (250м)	Ю2-3	115	45	56
20		***	ноя.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
21		***	дек.18		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
22		***	январ.19		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
23		***	фев.19		нагн	Ю2-3	50	26	40
24		***	мар.19		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56
24						Сумма	2130	878	
						Ср. Q	97	40	



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

24 07 2014 г.
На № 415 640

№ 14-103
от 21 07 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх.№МБ-640 от 21.07.2014г. направляю перечень скважин: КП №№ 120, 20 Северо-Островного месторождения; КП №№ 1, 2 Северо-Асомкинского месторождения; КП № 46 Тайлаковского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 5 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №46 Тайлаковского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Отпуск, м³/сут по жид-ти	Отпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Тайлаковское	1790	46	в консервации, нагн	Ю2	20	7	60	5-25-2500	32
	1791		водоз	ПК				5а-700-1900	150
	3509		гор с МГРП	Ю2	95	50	40	5-125-2500	90
	3520		гор с МГРП	Ю2	90	45	43	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП нагн (250м)	ПК	115	45	56	5-125-2500	90
	***		водоз	Ю2-3				5а-800-1900	300
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2-3	50	26	40	5-50-2500	45
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2-3	50	26	40	5-50-2500	45
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2-3	50	26	40	5-50-2500	45
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП нагн (250м)	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2-3	50	26	40	5-50-2500	45
	***		гор с МГРП	Ю2-3	115	45	56	5-125-2500	90
					2130	881			2292



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

25 июля 2014 г.
На № МБ-639

№ ДН-426
от 21 июля 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	46	Тайлаковское	568094,7	611465,6	178°06'

Примечание: ТП-9 уг.

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Тайлаковское м-е.

М 1:1500

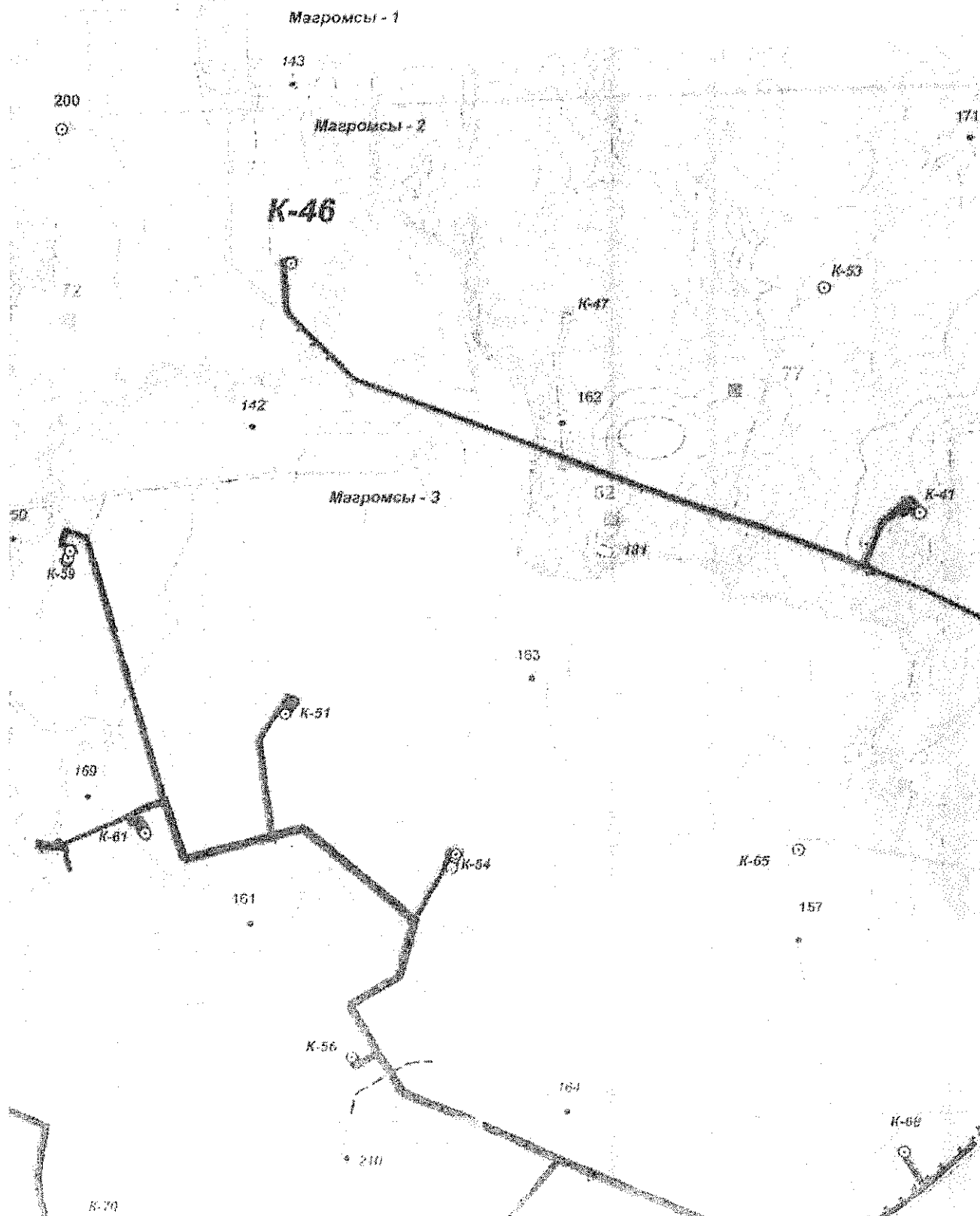
• •
• •

1790 ©

K-46

Тайлаковское м-е.

М 1:60 000





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-20-70, факс (34643) 4-90-50

13 ноября 2014г.
На № _____

№ 05-46/1342
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

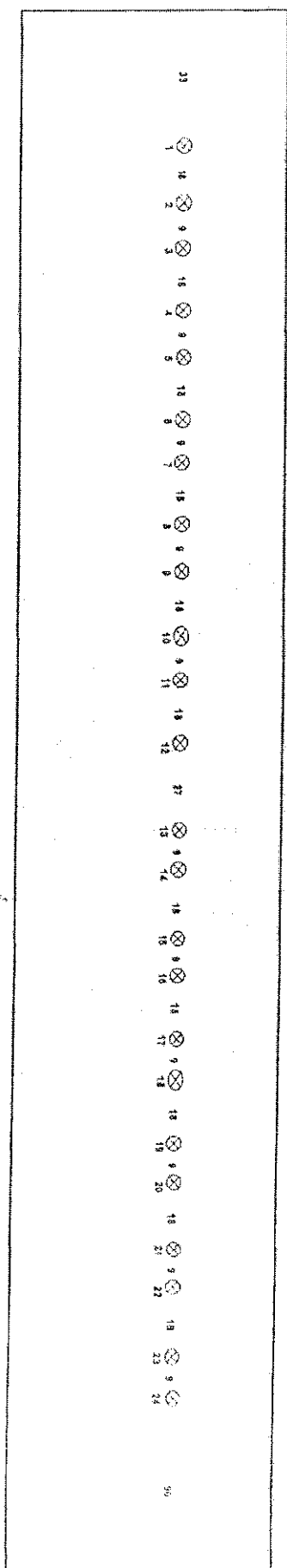
1. КП № 18,28,29 С-Островного м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³;
2. КП № 46,68 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³.

/ С уважением,
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

Д.И. Уразев
49-150

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СВАЯКОВ КЛАСТА
при бурении одной буровой устьевской



Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС

[Handwritten signature]

Д.А. Брюхов

Д.И. Уразов



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

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

27 июня 2014 г.

На № _____

№ 21-19-980

от _____ 201_ г.

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

О предоставлении ТУ.

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

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

Аганское м.р. КП № 187;

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

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

Локосовское м.р. КП №№ 113, 105.

Приложение:

ТУ

28 экз.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

И.В. Коваленко
тел. 4-19-76

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 46».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 46», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

- ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 46 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 46» с использованием станции телемеханики СМК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СМК-ЗКМ, вывод информации осуществлять в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ГМ, установленный АБК НПТ - 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, 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 № 46:

1. Скважины с ЭЦН

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратурного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZKM»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- 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 управлением установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ):
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);

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

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вэлст ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
 - контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
 - вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 46.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

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

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 46.

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

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

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

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

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

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащитности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 46:

- 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-ЗСУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-ЗСУ». 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.

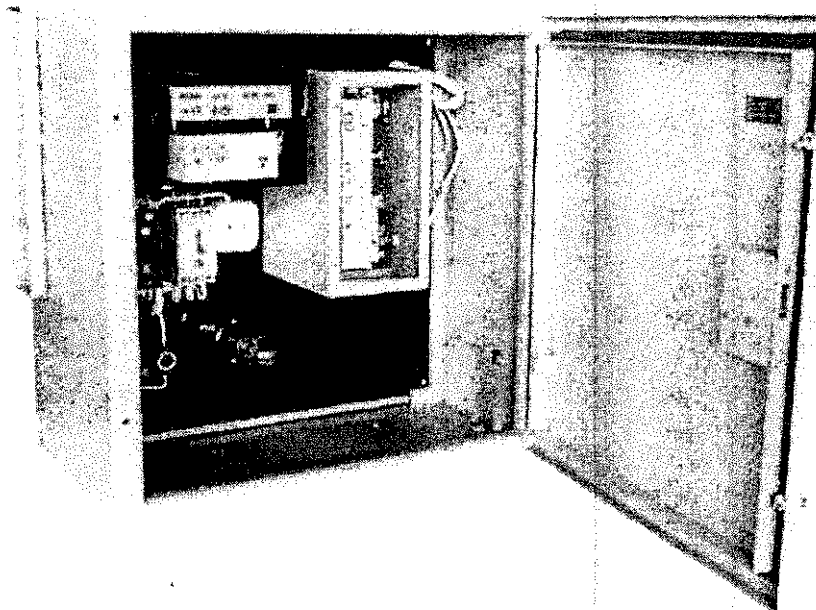
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-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 № 46.» до 26.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

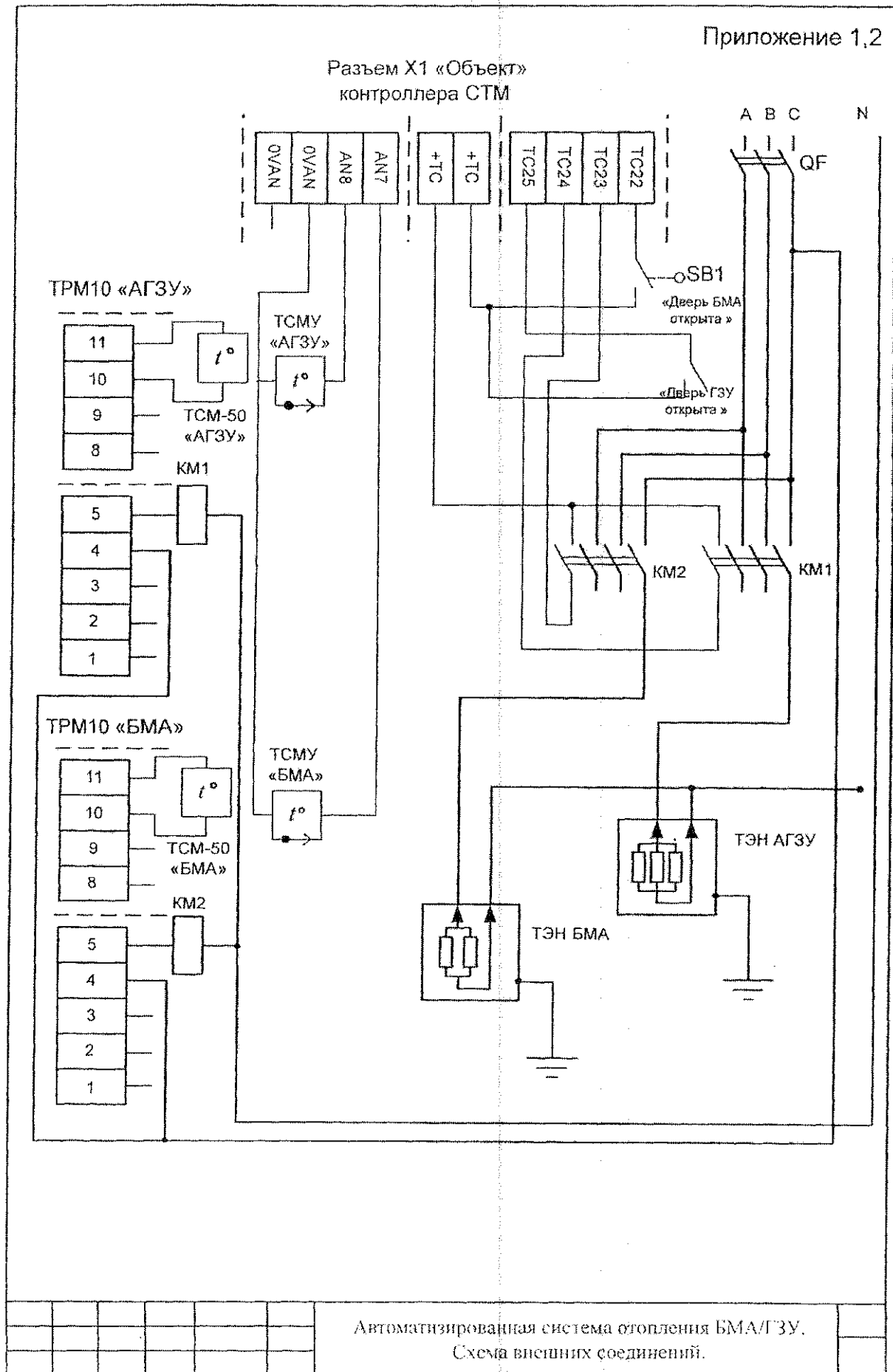
Габариты станции, мм. не более: 750 x 650 x 300

Масса, кг. не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
ДЛЯ ОБЪЕКТА
ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 46.

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 аппаратном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,3750 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 № 07-007575 от 16.04.2007 срок действия до 15.04.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 46.» до 26.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



МИНИСТЕРСТВО
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И СВЯЗИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
СВЯЗИ
(РОССВЯЗЬ)

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

№

на №

РАЗРЕШЕНИЕ**на использование радиочастот или радиочастотных каналов****№ 07-007575**

От 16.04.2007
(дата выдачи)

Срок действия до: 15.04.2017
(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 полвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление пользователя, решения ГРЧ 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 05.12.2006 № 05-3-031237.

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 «16.04.2007 № 07-007575

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 нарушений 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.

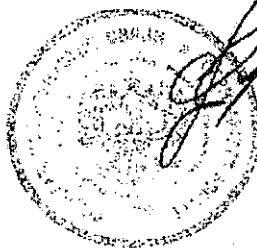
Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со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

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

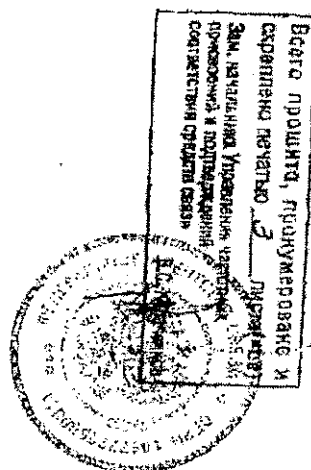
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (шмрота, долгота)	Высота подъема антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Мк-нава	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Сургутский рн, Тайлаковское месторождение, ДНС-2 59N14 74E20	40	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	20,0		156,3750	156,3750
АС стационарные	В зоне действия БС-1	до 25	до 9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		156,3750	156,3750

Заместитель руководителя
Федерального агентства связи



С.А. Буланча



«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №46»
(полное наименование объекта)

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

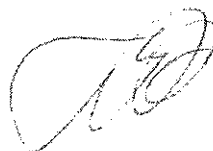
№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №46 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность 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	
Нефтеcбор от куста скважин №46 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 №46			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №46			
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 №46			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относится 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	

Ведущий инженер ОПМ ДПРПиОМ



А.И. Лузин

Тайлакское месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты											
		Ач ¹	Ач ²	Ач ³	Ач ⁴	Ач ⁵	Ач ⁶	Ач ⁷	Ач ⁸	Ач ⁹	Ач ¹⁰	Ач ¹¹	Ач ¹²
Глубина залегания пласта (абсолют.)	м	-2448	-2440	-2469	-2465	-2485	-2520	-2550	-2643	-2660	-2648	-2658	-2670
Абсолютная отметка ВНК	м	-2459	-2464	-2489	-2475	-2547	-2567	-2701	-2718	-2671	-2683	-2718	-2740
Тип залежи		-2459	-2464	-2489	-2475	-2547	-2567	-2701	-2718	-2671	-2683	-2718	-2740
Тип коллектора		пластово-сводовая	пластово-сводовая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая	литологическая
Площадь нефтеносности	тыс. м ²	7368	10715	4352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089
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
Пористость	%	16	17	16	18	17,2	17,6	16,4	16,4	17,8	18,4	16	16,8
Начальная нефтенасыщенность	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8
Проницаемость*	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/д	19,1
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
Коэффициент песчаности*	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 расщепленности*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9
Начальная пластовая температура	°С	77	78	80	83,5	84	84	84	84	84	84	85	85
Начальное пластовое давление	МПа	25,6	25,6	25,5	25,9-26,2	26,2-26,7	26,2-26,7	26,9-27,9	26,7-27,8	27,3-27,9	27,7	27,6	27,6
Давление насыщения нефти	МПа	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа*с	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Объемный коэффициент нефти	ед	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Содержание серы в нефти	%	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Содержание парафина в нефти	%	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Содержание смол в нефти	%	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Содержание асфальтенов в нефти	%	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Газосодержание нефти	м ³ /т	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр
Вязкость воды в пластовых условиях	МПа*с	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр

Примечание: * - значения параметров, определенные по скважинам (по данным ГИС)
" - значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1.	Код региона РФ, зона строительства: – 1,2 зона ХМАО
2.	<p>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</p> <ul style="list-style-type: none"> Выполнить сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-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). <p>Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы).</p> <p>При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).

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

автомобильной дороги отдельно.

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

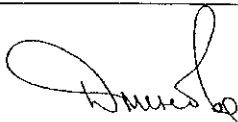
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



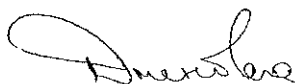
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова

июль 2014г

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СМ-МН», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИКУ/ПОДРЯДЧИКУ

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	Код по номенклатуре	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарий
1	Трубы и детали трубопроводов	1	1110ТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	6061МП	Механизированные устройства ТО трубопроводов	Подрядчик		
		3	7051МП	Трубы Стекляпластик	Подрядчик		
		4	1490ТЧ	Трубы водопроводов	Подрядчик (от Ду15 до Ду151)	Заказчик	
		5	1360ТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	1370ТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	1380ТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	1460ТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	1470ТЧ	Трубы большого диаметра		Заказчик	
		10	1180ТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	6031МП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, заглушки, обшивки, опусера, Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	0910ТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	0950ТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	7611МП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтегазовое оборудование	16	1160ТЧ	Резервуар резерв.обор.		Заказчик	
		17	1170ТЧ	Нефтегаппаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтонны 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 св.г.л (каталожное 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 смеси печи	Подрядчик (смеси печи)	Заказчик	
		31		Комплектующие печи и смеси печи	Подрядчик		
		32		Кирпичи печи	Подрядчик		
		33		Металлоконструкции	Подрядчик		
		34	701ТЧ	Вентили	Подрядчик		
		35	3250ТЧ	Вентили	Подрядчик		
		36	3110ТЧ	Краны	Подрядчик		
		37	4180ТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	Артикул	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Подраздел	Подраздел	Комментарий
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	3160ТЧ	Масла отечественные	Подраздел		
		39	3170ТЧ	Смазки	Подраздел		
		40	3180ТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подраздел		
		41	4580ТЧ	Нефтебитумы строительные	Подраздел		
		42	4590ТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подраздел		
		43	4800ТЧ	Магнит	Подраздел		
		44	663ИМП	Масла ИМП	Подраздел		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подраздел		
		46	697ИМП	Смазки	Подраздел		
		47		Охлаждающие жидкости	Подраздел		
		48		Гидравлические жидкости	Подраздел		
		49		Бензол, толуол	Подраздел		
		50		Прочие нефтепродукты	Подраздел		
		51	1180ТЧ	Котлы и энерг. оборуд.		Заказчик	
		52	1220ТЧ	Эл. кот.-энерг. оборуд.		Заказчик	
		53	2230ТЧ	Электронагрев. элем.	Подраздел		
		54	2240ТЧ	Калориферы	Подраздел		
		55	2250ТЧ	Эл. печи промышленные	Подраздел		
		56	2260ТЧ	Обогреватели промышлен.	Подраздел		
		57	2270ТЧ	Обогреватели бытовые	Подраздел		
		58	2280ТЧ	ПРА для э.л. ламп	Подраздел		
		59	2290ТЧ	Лампы накаливания	Подраздел		
		60	2300ТЧ	Лампы местного освещен.	Подраздел		
		61	2310ТЧ	Лампы кварц. галоген.	Подраздел		
		62	2320ТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подраздел		
		63	2330ТЧ	Лампы люминисцентные	Подраздел		
		64	2340ТЧ	Лампы прочие	Подраздел		
		65	2350ТЧ	Светильник взрывозащ.		Заказчик	
		66	2360ТЧ	Светильник промышлен.		Заказчик	
		67	2370ТЧ	Светильн. общ. назнач.	Подраздел		
		68	2380ТЧ	Светильники уличные	Подраздел		
		69	2390ТЧ	Светильники бытовые	Подраздел		
		70	2400ТЧ	Пржежескеры		Заказчик	
		71	2410ТЧ	Коробки эл.установоч.		Заказчик	
		72	2420ТЧ	Выключатели, патроны	Подраздел		
		73	2430ТЧ	Эл. разъемы, розетки	Подраздел		
		74	2440ТЧ	Наконечники каб.-лин.	Подраздел		
		75	2450ТЧ	Муфты кабельные	Подраздел		
		76	2490ТЧ	Подвесная арматура (Защиты, серьги, скобы)	Подраздел (защиты, грозоразрядники)	Заказчик	
		77	2640ТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	2720ТЧ	Трансформ. раздельн.	Подраздел (ТСЗН-2 ^к , ГФМ, ГСЛ, ГВК, ГНП, токи 1-0,06, 50, 500, 5000 амператерные)	Заказчик	
		79	2730ТЧ	Трансформаторы тока			
		80	2740ТЧ	Трансформ. напряжения			
		81	2750ТЧ	Трансформ. авт. регулятор			
		82	2760ТЧ	Электроды общепроф.		Заказчик	
		83	2770ТЧ	Электроды сварочные		Заказчик	
		84	2780ТЧ	Электроды синхронные		Заказчик	
		85	2810ТЧ	Выключатели высокого т.		Заказчик	
		86	2820ТЧ	Разъемы выводов		Заказчик	
		87	2840ТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Посл.	Вспр.	Поставка Заказчик	Комплектация
4	Электротехническое оборудование	88	2840ТЧ	Выключатель автоматический	Подраздел А015 12 АД-1000 С. 1А 0 (1А-1000)		Заказчик	
		89	2850ТЧ	Пускатели магнитные	Подраздел П120 3х10, 1х3х25-К 13ВМ2		Заказчик	
		90	2860ТЧ	Контроллеры			Заказчик	
		91	2870ТЧ	Россы электроны			Заказчик	
		92	2880ТЧ	Переключатели			Заказчик	
		93	2890ТЧ	Рубильники			Заказчик	
		94	2900ТЧ	Предохранительный автомат			Заказчик	
		95	2910ТЧ	Предохранительный автомат			Заказчик	
		96	2920ТЧ	Реле фотоэлектрические	Подраздел Р401 10 ВП-10 Р401 10 Р401-1000 10 Р401-1000		Заказчик	
		97	2930ТЧ	Выключатели автоматические			Заказчик	
		98	2940ТЧ	Выключатели автоматические			Заказчик	
		99	2950ТЧ	Указатели напряжения			Заказчик	
		100	2960ТЧ	Индикаторы напряжения			Заказчик	
		101	2970ТЧ	Питание электропитание			Заказчик	
		102	2980ТЧ	Переключатели автоматические			Заказчик	
		103	2990ТЧ	Технические приборы	Подраздел 6001 указательный		Заказчик	
		104	3000ТЧ	Шкафы распределительные			Заказчик	
		105	3010ТЧ	Шкафы осветительные			Заказчик	
		106	3040ТЧ	Системы управления			Заказчик	
		107	3050ТЧ	Вольтметры			Заказчик	
		108	3060ТЧ	Амперметры			Заказчик	
		109	3070ТЧ	Омметры			Заказчик	
		110	3080ТЧ	Комбинированные приборы			Заказчик	
		111	3090ТЧ	Счетчики электроэнергии			Заказчик	
		112	3100ТЧ	Электронные приборы			Заказчик	
		113	3140ТЧ	Измерительные приборы			Заказчик	
		114	3850ТЧ	Комплекты для ЛЭП			Заказчик	
		115	3860ТЧ	Материалы для			Заказчик (кроме Ду 10-1126)	
		116	3900ТЧ	Лампы накаливания			Заказчик	
		117	3930ТЧ	Шкафы распределительные			Заказчик	
		118	5300ТЧ	ЗУ для электропитания			Заказчик	
		119	5330ТЧ	ЗУ для электропитания			Заказчик	
		120	612НМП	Электрооборудование			Заказчик	
		121	628НМП	Электрооборудование			Заказчик	
		122	674НМП	Осветительная система			Заказчик	
		123	675НМП	Искусственная система			Заказчик	
		124	750НМП	ГТЗ "SOLAR"			Заказчик	
		125	2700ТЧ	Трансформаторы			Заказчик	
		126	2710ТЧ	Трансформаторы			Заказчик	
		127	3030ТЧ	Диски электропитания			Заказчик	
		128	3910ТЧ	Трансформаторы 1МВН			Заказчик	
		129	72НМП	Индикаторы автоматические			Заказчик	
		130	750НМП	ГТЗ "SOLAR"			Заказчик	
		131	768НМП	Электрооборудование			Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Наименование оборудования	Поставка Заказчик	Комментарий
6	Включно-комбинированное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Включное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры		Заказчик	
		136	2580ТЧ	Радиотелераппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Прибор для измерения расхода жидкостей и газов, с функцией измерения температуры, давления, уровня, влажности, pH, и др. параметров. Имеет возможность подключения к различным датчикам и преобразователям.	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиодетали		Заказчик	
		138	2610ТЧ	КИПиА прочие		Заказчик	
		139	2630ТЧ	З/ч прочие КИПиА	Подшипники, резисторы, конденсаторы, лампы, реле, датчики, и др. компоненты КИПиА.	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электронизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. приоб (маном, терм, датч давл, фильтры, редукт)	Подшипники, резисторы, конденсаторы, лампы, реле, датчики, и др. компоненты КИПиА.	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и датчики к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, шкафы КИП, электрические, компьютерные, Системы оборуд		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации		Заказчик	
		150		Приб и аппаратура для систем автоматич пожаротуш и пож сигнал		Заказчик	
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующего)		Заказчик	
		152		Полочные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, к.п.	154	1290ТЧ	Запорники трубопровод	Подшипники, резисторы, конденсаторы, лампы, реле, датчики, и др. компоненты КИПиА.	Заказчик от Ду 50	
		155	605ИМП	Прям. Трубопровод. Арматур	Подшипники, резисторы, конденсаторы, лампы, реле, датчики, и др. компоненты КИПиА.	Заказчик от Ду 50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подшипники, резисторы, конденсаторы, лампы, реле, датчики, и др. компоненты КИПиА.	Заказчик от Ду 50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подшипники, резисторы, конденсаторы, лампы, реле, датчики, и др. компоненты КИПиА.	Заказчик	
		158	8200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны		Заказчик	
		159	703ИМП	Клапаны обр.попр		Заказчик	
		160	704ИМП	Запорники клин.обор		Заказчик от Ду 50	
		161	1310ТЧ	Краны трубопроводных		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Наименование материала	Наименование изделия	Кодовый признак
	прокладки металлические	162	1230ТЧ	Звенья трубопровод	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		163	1240ТЧ	Клан обратн. трубопр.	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		164	1250ТЧ	Клан предох. трубопр.	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		165	1260ТЧ	Клан обр.овоср. труб	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		166	1280ТЧ	Клан регул. трубопр.	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		167	1330ТЧ	Электрон. трубопр.арм	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		168	1340ТЧ	Фланцы	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		169	1350ТЧ	Крепек к фланцам	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		170	1390ТЧ	Заглушки	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
9	Вспомогательные материалы	171		Сквозные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеящие вещества и термостик, Спец. оптические материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Принтой, баббит и пр., Кипаты и вневывакобети	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		172	1510ТЧ	Пакеты и знаки Тб	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		173	1320ТЧ	Средства зап. ГО и ЧС	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		174	1740ТЧ	Оловя	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		175	1800ТЧ	Сладки	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		176	1820ТЧ	Паннон	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		177	1830ТЧ	Баббит	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		178	1860ТЧ	Кипаты стальные	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		179	1870ТЧ	Сароня,комплес.к ним	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		180	3230ТЧ	Дернит,бурукратия	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		181	3580ТЧ	Спирт этиловый	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		182	3420ТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, брус).	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		183	3430ТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, шторы, плинтуса и комплектующие, уголки)	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		184	3470ТЧ	Мерель офисная	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		185	3480ТЧ	Мерель бытовая	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		186	3540ТЧ	Сп.техпеческие изделия (труба чуточные, полипропиленовые, металлопластиковые, дюжи чуточные канализационные, санфаяно и комплектующие)	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		187	3550ТЧ	Сквозные изделия	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		188	3560ТЧ	Щебно-шестни матер	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		189	3570ТЧ	Вспомогат.инструмент	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		190	3580ТЧ	Вспомогат.материала	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		191	3590ТЧ	Матер.для дефектск	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		192	3840ТЧ	Удобрения	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		193	4000ТЧ	Химсег.холод.обор	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		194	4010ТЧ	Химсег.свар.обор	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		195	4020ТЧ	Химсег.катал.обор	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		196	4030ТЧ	Химсег.теплотр	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		197	4040ТЧ	Техпеческие материалы	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		
		198	5190ТЧ	Обор.дование.дт.столон	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм	Заказчик	
		199	5270ТЧ	Средства оченки трасек	Покрытие: цинк, толщина покрытия 200 мкм		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	Кл. код	Наименование подгруппы	Поставщик	Поставка	Поставка	Поставка
		200	3380ТЧ	Песок природный	Подраздел	Заказчик	Карьеры по-	
		201	649НМП	Мебель	Подраздел	Заказчик (в комплексе с оборудованием)		
		202	700НМП	Бытовая техника ичм	Подраздел	Заказчик (в комплексе с оборудованием)		
10	Кабельная продукция	203	2120ТЧ	Кабель гибкий (плоск.)		Заказчик		
		204	2130ТЧ	Кабель телеграфный	Подраздел			
		205	2140ТЧ	Кабель радиочастоты	Подраздел			
		206	2150ТЧ	Кабель контрольный		Заказчик		
		207	2160ТЧ	Кабель силовой		Заказчик		
		208	2170ТЧ	Кабель бронированный		Заказчик		
		209	2180ТЧ	Кабель грозовой	Подраздел			
		210	2190ТЧ	Провод осветительный	Подраздел			
		211	2200ТЧ	Провод и шнур установ.	Подраздел			
		212	2210ТЧ	Провод неэкранированный		Заказчик		
		213	2220ТЧ	Провод обмоточный	Подраздел			
		214	2450ТЧ	Муфты кабельные	Подраздел			
		215	2460ТЧ	Гильзы кабельные	Подраздел			
		216	2470ТЧ	Иза для каб. лоп. пр.	Подраздел (не входит в комплект поставки)	Заказчик		
		217	688НМП	Кабель гибкий (плоск.)		Заказчик		
		218	689НМП	Кабель контрольный		Заказчик		
		219	690НМП	Кабель силовой		Заказчик		
		220	693НМП	Кабель телеграфный	Подраздел			
		221	694НМП	Провод осветительный	Подраздел			
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	3440ТЧ	Снегозащиты	Подраздел			
		223	3450ТЧ	Снегобулы	Подраздел			
		224	3460ТЧ	Средства передвижения	Подраздел			
		225	648НМП	Снегозащиты	Подраздел			
		226	1680ТЧ	Прокат бронзовый	Подраздел			
		227	1690ТЧ	Прокат алюминиевый	Подраздел			
		228	1700ТЧ	Прокат медный	Подраздел (не входит в комплект поставки)	Заказчик		
		229	1710ТЧ	Прокат латунный	Подраздел			
		230	1720ТЧ	Свинцовый	Подраздел			
		231	1730ТЧ	Цинковый	Подраздел			
		232	1750ТЧ	Титаново-магнетитовый	Подраздел			
		233	1840ТЧ	Сетка стальная		Заказчик		
		234	1201	Черный металлопрокат	Подраздел (не входит в комплект поставки)	Заказчик		
		235	1202	Нержавеющий металл прокат	Подраздел (не входит в комплект поставки)	Заказчик		
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подраздел (не входит в комплект поставки)	Заказчик		
		237	1500ТЧ	Биллы	Подраздел (не входит в комплект поставки)	Заказчик		
		238	1510ТЧ	Швеллеры		Заказчик		
		239	1520ТЧ	Сталь угловая		Заказчик		
12	Металлопрокат	240	1530ТЧ	Сталь листовая	Подраздел	Заказчик		
		241	1540ТЧ	Сталь листовая	Подраздел	Заказчик		
		242	1550ТЧ	Сталь листовая	Подраздел	Заказчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	М. подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Показателем	Поставка Тактиком	Комментарий
		274		Керамические и фарфоровые изделия	Подрядчик		
		275		Лакшкрасочные материалы	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Пизоматериалы	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		Крепильные материалы	Подрядчик		
		287		Щебень, гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГПМ, приспособления	289	0810ТЧ	Присп. по тех. безоп.	Подрядчик		
		290	1050ТЧ	Под.-тран.обор. пали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-тран.обор. лебед	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-тран.обор. лифты	Подрядчик		
		293	1810ТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	1920ТЧ	Строительный инструм.	Подрядчик		
		295	1930ТЧ	Измерительный инструм.	Подрядчик		
		296	1950ТЧ	Абразивный инструм.	Подрядчик		
		297	1960ТЧ	Электроинструмент	Подрядчик		
		298	1970ТЧ	Слес.-монтаж. инструм.	Подрядчик		
		299	1980ТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	1990ТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	2000ТЧ	Сверла	Подрядчик		
		302	2010ТЧ	Резцы	Подрядчик		
		303	2020ТЧ	Плоско	Подрядчик		
		304	2030ТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	2040ТЧ	Развертки	Подрядчик		
		306	2050ТЧ	Гребенки металообраб.	Подрядчик		
		307	2090ТЧ	Станок. приспособления	Подрядчик		
		308	2100ТЧ	Полышники	Подрядчик		
		309	2500ТЧ	Электроизмеритель	Подрядчик		
		310	2510ТЧ	Свароч.обор. и комп.	Подрядчик		
		311	2520ТЧ	Газопод.обор. и комп.	Подрядчик		
		312	2530ТЧ	Приборы испытательн.		Заказчик	
		313	2521ПМ	Сборные аппараты		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка. Подразделение	Поставка. Задача	Комментарий
20	Металлы	361		Проводка	Подразделение		
		362		Сетка	Подразделение		
		363		Крепежные изделия оцинкованные (гайки, шпильки, болты)	Подразделение		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подразделение		
		365	1770ТЧ	Электроды	Подразделение		
		366	1780ТЧ	Сварочная проволока	Подразделение		
		367	1790ТЧ	Сварочные флюсы	Подразделение		
		368	1850ТЧ	Гвозди	Подразделение		
		369	1880ТЧ	Металлы	Подразделение		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	110ТЧ	Огнетушители	Подразделение		
		371	1120ТЧ	Стволы и пенос. нож	Подразделение		
		372	1130ТЧ	Рукава пожарные	Подразделение		
		373	1140ТЧ	Аппаратура пожарная	Подразделение		
		374	1150ТЧ	Пожар. оборуд. прочее	Подразделение		
		375	2590ТЧ	Охран. - пожар. сигнал	Подразделение		
		376	2950ТЧ	Огнеупорн. материалы	Подразделение		
		377	642ИМП	Эксп. Пожар. Сигн./Контакт	Подразделение		
		378	695ИМП	Противопожарн. Оборуд.	Подразделение		
		379		Противопожарн. Оборуд. (стволы, рукава пожарные, флюсы, головки-заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты, сливные, предохранители огневые, клапаны пожарные, лассовки, патрубки, ГПС, пенообразователь)	Подразделение		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подразделение		
		381		Баллоны	Подразделение		
		382		Барабаны жар. наливные	Подразделение		
		383		Канистры	Подразделение		
		384		Пленка	Подразделение		
		385		Материалы упаковочные	Подразделение		

Начальник УКС и РО

Е.В. Лещенко

Начальник ДК ОКС

С.Н. Колесников

Дир. Управления ВЧО
г.г. 11.06.11

Дир. Управления АЧ
г.г. 11.06.11