

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

«___» _____ 2015 г. А.М. Пятаев



**Задание на проектирование №11-15
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №80»**

1.	Наименование объекта
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №80.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №80 с 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>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo; – При необходимости разработать проект межевания и проект планировки

	территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».
--	---

12.	Требования к выделению пусковых комплексов
-----	--

	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.
--	---

13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования
-----	--

Куст скважин №80 – 24 скважин

1-й этаж стронгхолла:

Автодорога на куст скважин №80

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин №80	1,5	Возможна корректировка

2-й этаж стропильного:

– Обустройство 1-ой скважины куста №80

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

Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	80	гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		гор с МГРП	Ю2	140	50	64
		ППД отр	Ю2	100	30	70
		ППД отр	Ю2	100	30	70
		ППД отр	Ю2	100	30	70
		ППД отр	Ю2	100	30	70
		ППД отр	Ю2	100	30	70
		ППД отр	Ю2	100	30	70
		водозаб				
		водозаб				
			Сумма	2840	980	
			Ср. Q	129	45	

Основные показатели разработки представлены в

Планируемое погружное оборудование куста скважин №80 представлено в Приложении №4

– ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №80 - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №80 (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка

– Нефтегазопровод к.80 – т.вр. к.80 (1 нитка)

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.80 – т.вр. к.80 (1 нитка) (Приложение №1)	1,4	Возможна корректировка

3-й этап строительства:

ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №80 - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №80 (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка

4-й этап строительства:

Нефтегазопровод к.80 – т.вр. к.80 (2 нитка)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.80 – т.вр. к.80 (2 нитка) (Приложение №1)	1,4	Возможна корректировка

5-й этап строительства:

Нефтегазопровод т.вр. к.80 – т.вр. к.44

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.80 – т.вр. к.44 (Приложение №1)	2,7	Возможна корректировка

6-й этап строительства:

Нефтегазопровод т.вр. к.44 – т.вр. к.70

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.44 – т.вр. к.70 (Приложение №1)	3,0	Возможна корректировка

7-й этап строительства:

Нефтегазопровод т.вр. к.70 – т.вр. к.37

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.70 – т.вр. к.37 (Приложение №1)	4,0	Возможна корректировка

8-й этап строительства:

Нефтегазопровод т.вр. к.37 – т.вр. к.30

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.37 – т.вр. к.30 (Приложение №1)	4,1	Возможна корректировка

9-й этап строительства:

Высоконапорный водовод т.вр. к.80 – к.80

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.80 – к.80 (Приложение №1)	1,4	Возможна корректировка

10-й этап строительства – вторая скважина:

	<p>11-й этап строительства – третья скважина;</p> <p>12-й этап строительства – четвертая скважина;</p> <p>13-й этап строительства – пятая скважина;</p> <p>14-й этап строительства – шестая скважина;</p> <p>15-й этап строительства – седьмая скважина;</p> <p>16-й этап строительства – восьмая скважина;</p> <p>17-й этап строительства – девятая скважина;</p> <p>18-й этап строительства – десятая скважина;</p> <p>19-й этап строительства – одиннадцатая скважина;</p> <p>20-й этап строительства – двенадцатая скважина;</p> <p>21-й этап строительства – тринадцатая скважина;</p> <p>22-й этап строительства – четырнадцатая скважина;</p> <p>23-й этап строительства – пятнадцатая скважина;</p> <p>24-й этап строительства – шестнадцатая скважина;</p> <p>25-й этап строительства – семнадцатая скважина;</p> <p>26-й этап строительства – восемнадцатая скважина;</p> <p>27-й этап строительства – девятнадцатая скважина;</p> <p>28-й этап строительства – двадцатая скважина;</p> <p>29-й этап строительства – двадцать первая скважина;</p> <p>30-й этап строительства – двадцать вторая скважина;</p> <p>31-й этап строительства – двадцать третья скважина;</p> <p>32-й этап строительства – двадцать четвертая скважина.</p>
14.	<p>Требования к техническим решениям</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства; - Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в "Технических условиях проектирования"; - Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89*10 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, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки; - Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеоборных трубопроводов и

водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 1;

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Максимальное рабочее давление проектируемых нефтегазосборных трубопроводов не должно превышать 25 кг/см^2 ;
- Требования к организации системы ППД куста №80 Тайлаковского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см^2 ;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. 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, и 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 40м от устья скважин на кабельных эстакадах;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаги с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным

актам заказчика;

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

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97* п5.18* табл.4*).

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*);
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20);
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные 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);
- перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, Р-02, М-04, Р-06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- 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 №80 расположена в границах территории традиционного природопользования; – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8); – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или 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 «Нижнеобьрыбвод»; – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН; – Согласовать схему размещения проектируемого объекта, расположенного на ТТП, с коренными и малочисленными народами севера (КМНС).
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 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 №80»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин №80 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин №80 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №80 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин №80 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 ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «Расчет стоимости работ строительства объекта».</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 для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика; – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls; – В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования); – Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10); – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arp, *.xml, *.xls;

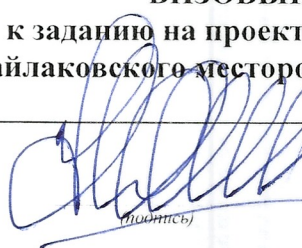
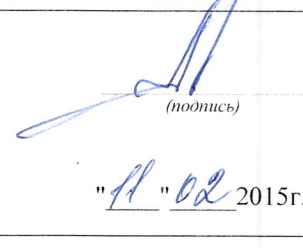
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет стоимости работ согласно Приложению № 12 включить в состав пояснительной записки; – Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком; – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией; – После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).
31.	Особые условия
	<ul style="list-style-type: none"> - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; - Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo; - Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования; - Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки; - Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ; – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Инженер I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



Н.А. Глебова

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование №11-15
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №80»

Директор по капитальному строительству  (подпись) Николаев Д.А. А " 2015г.	Заместитель Главного инженера  (подпись) Седякин А.С. " " 2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) Тухфатуллин И.Г. " 28 " 02 2015г.	Главный инженер ВНГДУ  (подпись) Мережкин Р.А. " 19 " 02 2015г.
Начальник НГП-4 ВНГДУ  (подпись) Догошев А.С. " 11 " 02 2015г.	Начальник УКСиРО  (подпись) Лещенко Е.В. " " 2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО  (подпись) Бабкин С.Н. " 04 " 02 2015г.	



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

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

22 12 2014 г.
На № _____

№ МБ-1031
от «__» _____ 2014г.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

Григорьев Н.А.
Получено и передано на
назначение
заседание по ПДР
ВР 2015г.
г.д. 12.
О направлении
технических условий.

Уважаемый Евгений Владимирович!

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

1. Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №96,99. УПКС №14-20862014.
2. Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №75. УПКС №14-20852014.
3. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №80. УПКС №14-20842014.
4. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №53. УПКС №14-20802014.

С уважением,
начальник

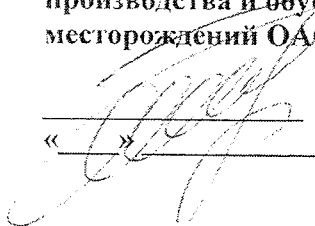
М.Н. Бессонов
М.Н. Бессонов

Курьером О.В.
тел. 46-133

16522
12 14

УТВЕРЖДАЮ:

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


«___» _____ 2014 г. И.Г. Тухфатуллин

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 80».

1.	Наименование объекта																								
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 80.																								
2.	Географическое положение объекта																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.																								
3.	Основание для проектирования																								
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																								
4.	Заказчик																								
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																								
5.	Вид строительства																								
	Капитальное строительство.																								
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																								
	2016г.																								
7.	Условия ввода в эксплуатацию																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	Состав проектируемого объекта:																								
	<u>Куст скважин № 80 – 24 скважин:</u>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 80</td><td>1,50</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 80 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации</td><td>1,50</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №80 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации</td><td>1,50</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.80 - т.вр.к. 80 (1 нитка)</td><td>1,40</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.80 - т.вр.к. 80 (2 нитка)</td><td>1,40</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к. 80 - т.вр.к. 44</td><td>2,70</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к. 44 - т.вр.к. 70</td><td>3,00</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 80	1,50	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 80 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	1,50	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №80 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	1,50	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.80 - т.вр.к. 80 (1 нитка)	1,40	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.80 - т.вр.к. 80 (2 нитка)	1,40	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к. 80 - т.вр.к. 44	2,70	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к. 44 - т.вр.к. 70	3,00	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 80	1,50	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 80 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	1,50	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №80 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	1,50	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.80 - т.вр.к. 80 (1 нитка)	1,40	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.80 - т.вр.к. 80 (2 нитка)	1,40	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к. 80 - т.вр.к. 44	2,70	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к. 44 - т.вр.к. 70	3,00	Возможна корректировка																							

Нефтегазопровод т.вр.к. 70 - т.вр.к. 37 (Корректировка № 1)	4,00	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к. 37 - т.вр.к. 30 (Корректировка № 1)	4,10	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.80– к.80 (Корректировка № 1)	1,40	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 № 80:

месторождение	куст	Назнач. ЦС	месяц ввода	Плат.	Опуск. м3/сут по жид	Опуск. т/сут по нефт	%
Гайлаковское	80	гор с МГРН	мар.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	апр.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	май.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	июн.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	июл.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	авг.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	сен.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	окт.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	ноя.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	дек.16	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	январ.17	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	февр.17	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	мар.17	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	апр.17	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	май.17	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	гор с МГРН	июн.17	Ю2	140	50	64
Гайлаковское	80	ПНД отр	июн.16	Ю2	100	30	70
Гайлаковское	80	ПНД отр	авг.16	Ю2	100	30	70
Гайлаковское	80	ПНД отр	сен.16	Ю2	100	30	70
Гайлаковское	80	ПНД отр	ноя.17	Ю2	100	30	70
Гайлаковское	80	ПНД отр	авг.17	Ю2	100	30	70
Гайлаковское	80	ПНД отр	сен.17	Ю2	100	30	70
Гайлаковское	80	водозаб	июн.16				
Гайлаковское	80	водозаб	июл.17				
Сумма					2840	980	
Ср. Q					129	45	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 7
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 80 представлено в Приложении № 8.

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 № 9;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промышленных трубопроводов (нефтеоборных трубопроводов и

водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении 30:

- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов.
- Требования к организации системы ППД куста № 80:
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 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 (шламовый амбар).
- 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 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики.
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаги 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;

	<ul style="list-style-type: none"> – 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) <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.). – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями. – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98) <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Кустовая площадка № 80 расположена в пределах границы территории традиционного природопользования. – 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.
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 д). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ: межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной

	<p>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 «Нижнеобьрыбвод».
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 промысловых трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами. и планируемый объем шлама с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p>
16.	<p>Правила представления, рассмотрения и принятия П.УРД</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказы на спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНН».

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:
Инженер 1 категории ОПМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 80»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2014г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Мережкин Р.А. " 17 " 12 2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Новичков А.А. " " 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>



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

" 11 " 11 2014 г.

На № _____

№ 11-11-11

от « 11 » 11 2014 г.

Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: Ватинское м/р нефти куст скважин № 4бис, Западно - Асомкинское м/р нефти кусты скважин №75,86,91,63,69,99, Западно-Усть - Батыкское м/р нефти куст скважин № 46, Покамасовское м/р нефти куст скважин № 61, Северо - Покурское м/р нефти кусты скважин № 119,117, Тайлаковское м/р нефти кусты скважин № 53,80.

Приложение: ТУ – 101 л., 1з.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

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 №80»

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.80-т.вр.к. 80» (1 нитка) Нефтегазопровод «к.80-т.вр.к. 80» (2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к. 80- т.вр.к44» Нефтегазопровод «т.вр.к44-т.вр.к.70» Нефтегазопровод «т.вр.к.70-т.вр.к.37» Нефтегазопровод «т.вр.к.37-т.вр.к.30» Высоконапорный водовод «т.вр. к 80 –к 80»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.80-т.вр.к 80» (1 нитка) От к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2840/980$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «к.80-т.вр.к 80» (2 нитка) От к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2840/980$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к 80-т.вр.к44» От к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к44-г.вр.к.70» От к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p>

	<p>5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.70-т.вр.37» От к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.37-т.вр.к30» От к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>7 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.80 –к.80» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.80 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 324$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> –Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ОХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. –Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; –Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; –На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла

- контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
 - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
 - Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
 - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
 - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении

	<p>со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.</p> <p>–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) «холодная» врезка, б) врезка тройником, в) подключение в существующую задвижку <p>–В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <p>–Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.</p> <p>–Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</p> <p>–При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;</p> <p>–Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</p> <p>–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</p> <p>–При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с

7. Особые условия	<p>природоохранными органами.</p> <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 ВНГДУ и с НГП-4 ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<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

Вещи

Е.А. Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

[Signature]

М.Н. Бессонов

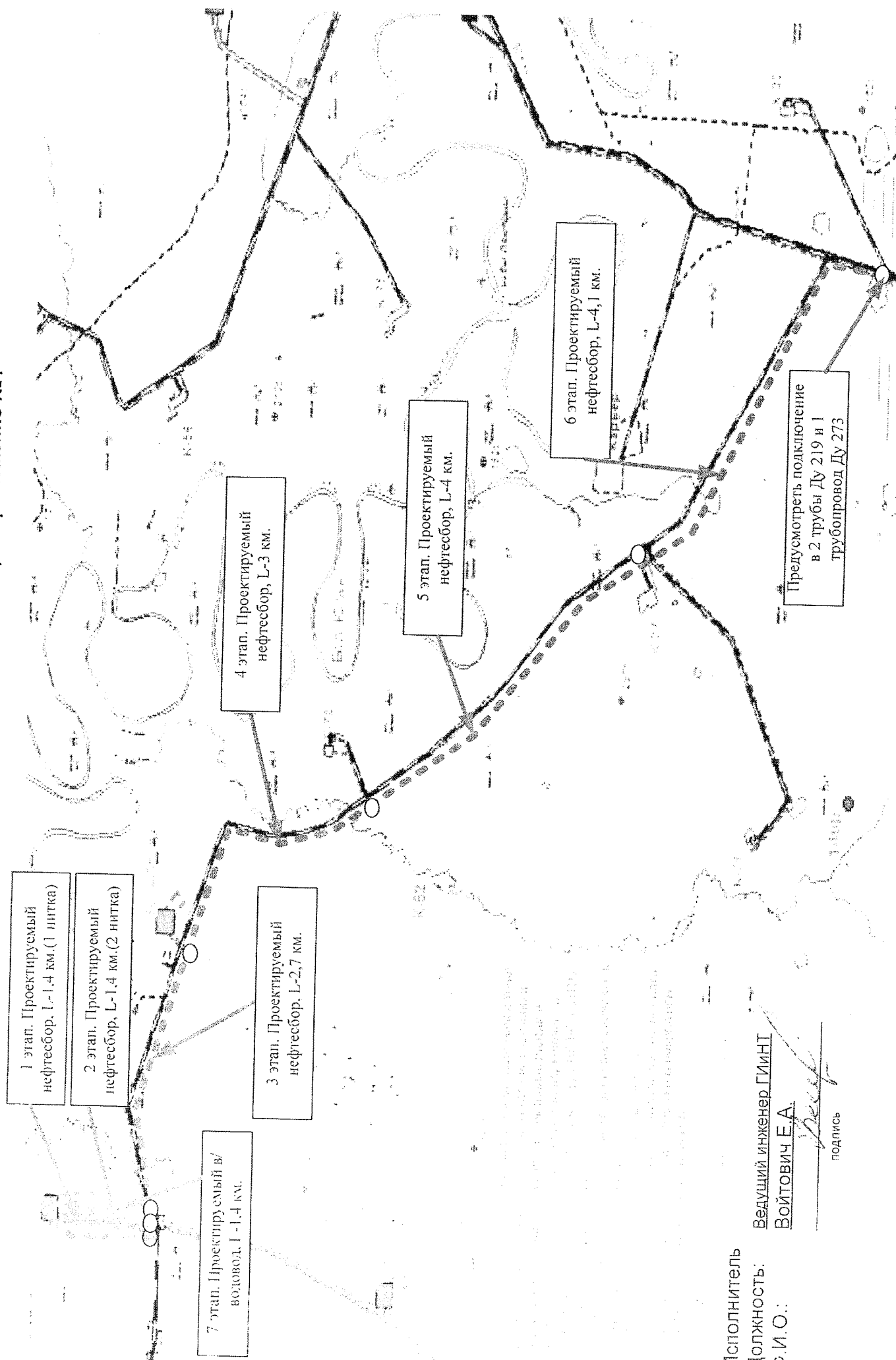
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

[Signature]

Р.А. Мережкин

[Signature]

Предполагаемая схема подключения
трубопроводов куста 80 Тайлаковского м-р. Приложение №1



Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИП

Войтович Е.А.

подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

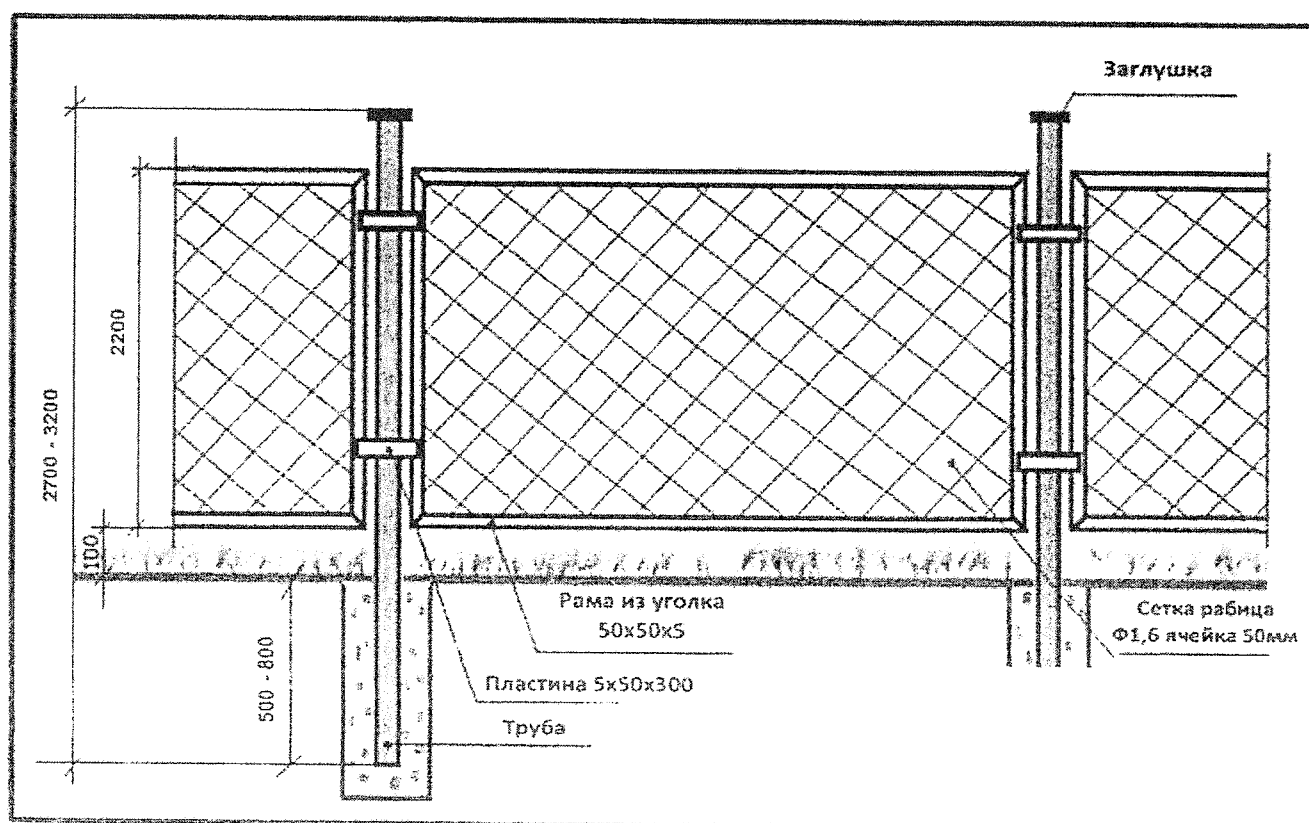
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

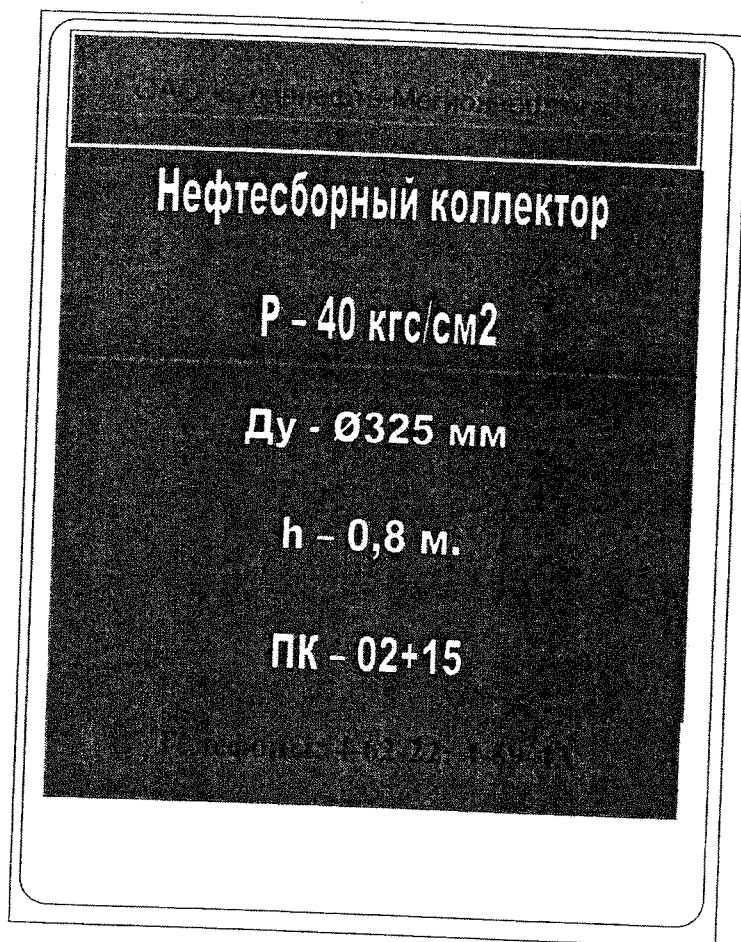
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Приложение №2

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@mgc.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

18.10.2014 г.
На № ВКС-2777

№ 04-19/2616
от 11.11.2014 г.

Главному энергетiku
ОАО «СН-МНГ»
В.Е. Сыровежину

«О ТУ на электроснабжение
КП-80 Тайлаковское м/р»

Уважаемый Виктор Егорович!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП-80 Тайлаковского месторождения нефти.

Приложение: 1) Технические условия на электроснабжение КП-80 Тайлаковского м/р – на 3 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер



В.В. Долгушин

Технические условия № 410-2014 от 02.12.2014г.

на электроснабжение КП-80 Тайлаковское м/р.

Запрашиваемая мощность – 2 230 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-80 Тайлаковское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
 - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-80.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 6.4. Точки подключения КП-80:

I этап

- ВЛ-6кВ Ф-1 ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44». Номер опоры в точке врезки определить проектом. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
- ВЛ-6кВ Ф-2 ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44». При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.

II этап при увеличении общей нагрузки на ВЛ-6кВ Ф-1,2 ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44» до 3МВт.

- проектирование дополнительных ячеек в ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44» со строительством двух ВЛ-6кВ от ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44» до КП-80.
- 6.5. Проверочный расчёт загрузки Энергоцентра «ДЭС КП-44», электрооборудования ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44» Тайлаковского м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов, расширение энергоцентра.
 - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-80 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока. При необходимости предусмотреть строительство отдельных ВЛ-6 кВ от ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44» до КП-80.
 - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 6.9. Пункт АВР-6кВ на КП-80 с запитками на микропроцессорных устройствах и трансформаторах тока 300/5.
 - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 6.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ. пункта АВР-6кВ.
 - 6.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с дорогами и зданиями. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с дорогами, зданиями и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».

- 6.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 6.16. 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.
- 6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 6.18. 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».
- 6.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-80.
- 6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-80 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение:

1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-1, Ф-2 ЗРУ-6кВ Энергоцентр «ДЭС КП-44» - на 1 листе 1 в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

 В.В. Долгушин

Согласовано:
И.о. главного энергетика
ОАО «СН-МНГ»

 Н.Н. Сайфуллин

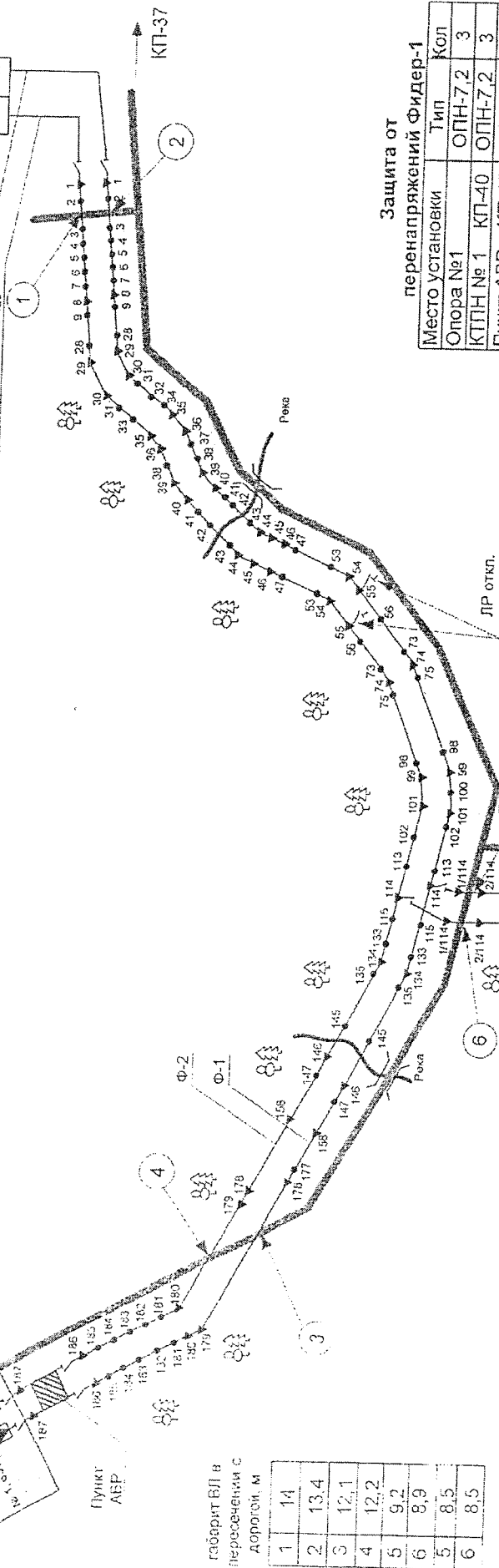
КП-40

ЗРУ 6 кВ «КП-44»

КП-6 кВ 2866Ша 3х185 м2 L=130

КП-6 кВ 2866Ша 3х185 м2 L=120

РЧ-2 РЧ-1



габарит ВЛ в
пересечении с
дорогой, м

1	14
2	13,4
3	12,1
4	12,2
5	9,2
6	8,9
5	8,5
6	8,5

ВЛ-6 кВ Ф-1
А-120 L-10480 м

ВЛ-6 кВ Ф-2
А-120 L-10490 м

Защита от
перенапряжений Фидер-1

Место установки	Тип	Кол
Опора №1	ОПН-7,2	3
КТПН №1	КП-40	3
Пункт АВР	КП-40	3
КТПН №1	ОПН-7,2	9
Пункт АВР	ОПН-7,2	3
Пункт АВР	ОПН-7,2	9

Защита от
перенапряжений Фидер-2

Место установки	Тип	Кол
Опора №1	ОПН-7,2	3
КТПН №2	КП-40	3
Пункт АВР	КП-40	9
КТПН №2	ОПН-7,2	3
Пункт АВР	ОПН-7,2	9

КП-45

Условные обозначения

- Промежуточная металлическая опора ВЛ 6 кВ
- Анкерная металлическая опора ВЛ 6 кВ
- Опоры с разъединителями ВЛ 6 кВ
- КТПН 6/0,4 кВ
- Лес, мелколесье
- Дорога

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата
1	1	Долгушин В.В.		
2	2	Начальник ЦДС		
3	3	Начальник ПТО		
4	4	Зам. н.ч. с.р. 10		
5	5	Зайцев С.Г.		
6	6	Заболотный А.И.		

10-006-ВЛ-009

Поопорная схема
ВЛ-6 кВ Ф-1,2 ЗРУ 6 кВ
Энергоцентра «ДЭС КП-44»

Тайлаковское мр, участок ДНС-1

СР-10



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегаоннефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ

ул. Кузнецкая, д. 51, г. Мегон, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 4-67-25, факс (34663) 4-64-91

На № _____ 2014г.

№ _____
от _____ 2014г.

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

Копия:
Главному инженеру
Ниятаеву А.М.

Об исходных данных

Уважаемый Ильдар Гарифулович!

В ответ на Ваше письмо от 17.10.2014г. за номером ИГ-313, для разработки
ПСД по обустройству КП производственной программы эксплуатационного бурения
2016 - 2017гг. направляю исходные данные по следующим КП:

- КП № 19 Западно-Усть-Батыкского месторождения;
- КП №№ 75, 53, 56, 80 Тайшаковского месторождения.

Приложение №1 - исходные данные по КП.

С уважением,

М.А. Кузнецов

Динамика основных показателей разработки КГ № 80 Тайлаковского месторождения

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
КГ № 80										
1. Объем добычи, тонн	14	24	24	24	24	24	24	24	24	24
2. Объем добычи, тонн	12	17	16	16	16	16	16	16	16	16
3. Объем добычи, тонн	8	8	6	6	6	6	6	6	6	6
4. Объем добычи, тонн	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2
5. Объем добычи, тонн	71	164	110	96	92	87	83	79	77	72
6. Объем добычи, тонн	244	742	790	787	780	787	787	787	789	787
7. Объем добычи, тонн	29	300	438	438	438	438	438	438	438	438
8. Объем добычи, тонн	2,8	5,7	3,8	3,4	3,2	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6

Начальник отдела ОПИМНР

А.М. Горбань

Проектные данные по КН № 80 Тай-ляковское месторождения

Конт.	Месторождение	Куст	Плот	Кол-во скважин						объем добычи			Газо-содержание, атм	Пл. темп-ра, град	Глиг. индекс	
				всего		добычи		всего		газ	нефть	извлечен				
				с отрабо	всего	с отрабо	всего									
								с отрабо	всего							с отрабо
Ватинское НГДУ																
1	Тай-ляковское	80	102	24	16	0	0	2	2840	980	3124	102 - 150	102 - 35	102 - 34	ЭПН	
2	Итого по месторождению			24	16											

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

Руководитель технологического отдела ДГМН ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

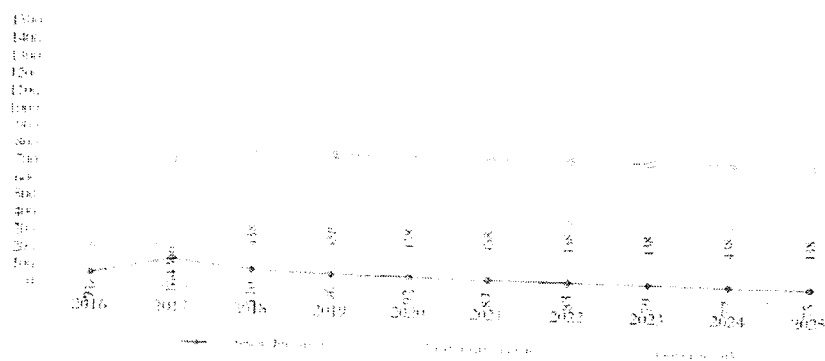
Начальник СГПМПР ДГПТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Территориальная схема с обозначением пусковых режимов по КН № 80 Гайдаковского месторождения

месторождение	куст	Пазнач. Назначение	месяц ввода	И пуск	Опуск м3/сут по жил	Опуск л/сут по нефти	%
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	мар.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	апр.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	май.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	июн.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	июл.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	авг.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	сен.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	окт.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	ноя.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	дек.16	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	январ.17	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	фев.17	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	мар.17	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	апр.17	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	май.17	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	гор с МГ РП	июн.17	Ю2	140	50	64
Гайдаковское	80	ПНД отр	июн.16	Ю2	100	30	70
Гайдаковское	80	ПНД отр	авг.16	Ю2	100	30	70
Гайдаковское	80	ПНД отр	сен.16	Ю2	100	30	70
Гайдаковское	80	ПНД отр	январ.17	Ю2	100	30	70
Гайдаковское	80	ПНД отр	авг.17	Ю2	100	30	70
Гайдаковское	80	ПНД отр	сен.17	Ю2	100	30	70
Гайдаковское	80	водозаб	июн.16				
Гайдаковское	80	водозаб	июл.17				
Сумма					2840	980	
Ср. О					129	45	

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Количество скважин на бурение	14	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Ввод добывающих	12	17	16	16	16	16	16	16	16	16
Ввод нагнетательных и обводнения	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Перевод в ПЦД	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Среднегодовая добыча нефти	1	3	6	6	6	6	6	6	6	6
Добыча нефти, мест	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Добыча жидкости, тыс. т	21	36	71	86	94	97	98	99	99	99
Заказка рабочего агента, тыс. м3	23	35	78	98	109	109	109	109	109	109
Ресурсы газа, млн м3	25	54	88	94	97	97	97	97	97	97
Компенсация	11	20	34	56	55	54	53	53	53	53
Среднегодовая добыча нефти	195	409	801	264	251	250	226	219	212	205
Среднегодовая добыча жидкости	667	2034	2164	2156	2163	2156	2156	2156	2161	2156
Объемность	71	78	86	88	98	80	90	90	90	90
Среднегодовая заказка	70	822	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Приемистость	160	240	260	200	200	200	200	200	200	200





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

На № 11-172 2014 г.
МБ-915

№ 11-172
от 2 11 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-915 от 06.11.2014г. направляю перечень скважин КП № 19 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 53, 80 Тайлаковского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 3 л., 1 экз.

Начальник ТОподНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин: КП №80 Тайлаковского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Класс	Раск. м³/сут по жидк.	Раск. песч. по пески	%	Планируемый насос	Мощность ПВД, кВт
Гайзакское	А-1-Р	80	гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-2-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-3-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-4-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-5-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-6-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-7-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-8-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-9-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-10-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-11-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-12-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-13-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-14-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-15-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-16-Р		гор с МГРП	Ю2	120	50	64	5а-160-2500	90
	А-17-Р		ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90
	А-18-Р		ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90
	А-19-Р		ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90
	А-20-Р		ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90
А-21-Р	ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90		
А-22-Р	ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90		
А-23-Р	ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90		
А-24-Р	ПВД отр	Ю2	120	30	70	5-125-2500	90		
А-25-Р	80301						5а-250-1500	125	
А-26-Р	80301						5а-250-1500	125	
				Сумма	2840	980		2230	
				Ср. Q	129	45			



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегиионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

№ 10-10-10 2014 г.
На № 10-10-10

№ 10-10-10
от 10-10-10 2014 г.

Начальнику ДПРиОМ
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.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Координаты Y	
1.	80	Тайлаковское	559852	605065	180°

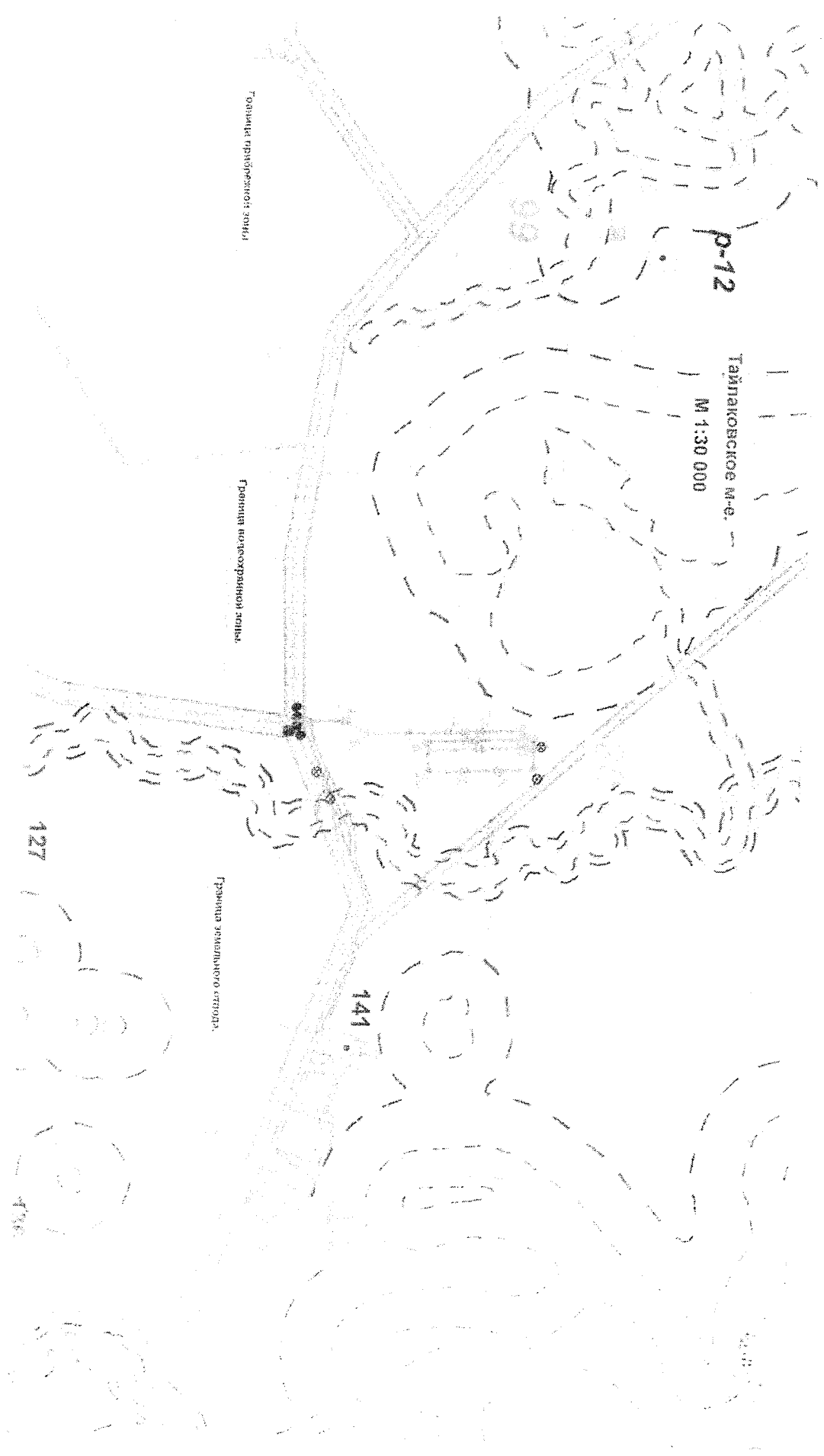
Примечание: ТПМЗ100

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старичков



P-12

Тайловское м-г.

М 1:30 000

Граница государственной зоны

Граница муниципальной зоны

Граница земельного участка

141

127

136



Приложение №6

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

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

24.11.2014г.
На № _____

№ НБ-46/1268
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

Количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 19 Западно-Усть-Балыкского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³.
2. КП № 53 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³.
3. КП № 80 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв-2000 м³.

С уважением,
Начальник

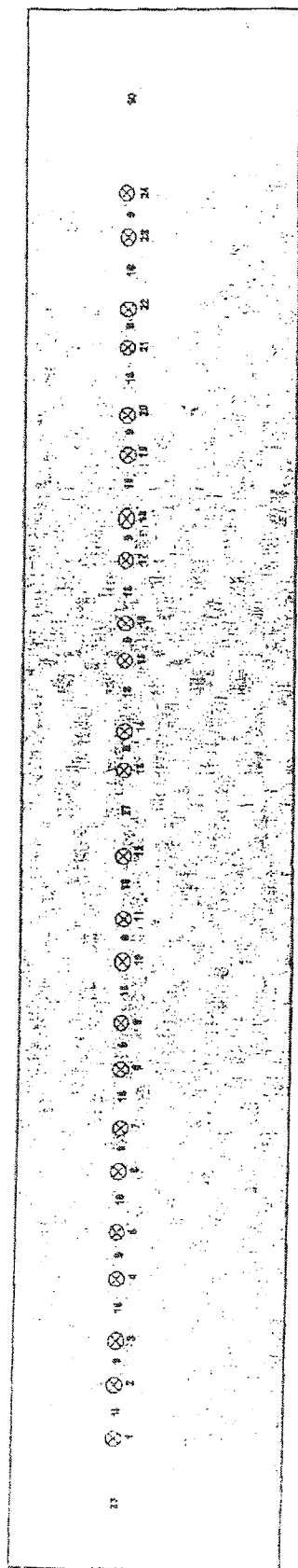
Д.А. Брюхов

ОТ:

ТЕЛ:

7 НОЯ 2014 11:04 СТР2

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брехов
Д.И. Уразов

Начальник ДСС
Гл. специалист ПТО ДСС

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 80».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 80», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 80 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 80» с использованием старшин телемеханики СТК-ZK181.80-42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ-ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НПГ -

4 Тайлаковского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 4 Тайлаковского месторождения нефти Ватинского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

Оборудование технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществлять 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 № 80:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

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

Приложение № 1,1:

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

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

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

- загазованность 20% в БТ;
 - предельная загазованность 40% в БТ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
 - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП - 80.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 80.

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-Іг и в помещениях класса В-Іа 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», ИПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

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

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-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 0104 -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 (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 80:

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

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

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

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

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

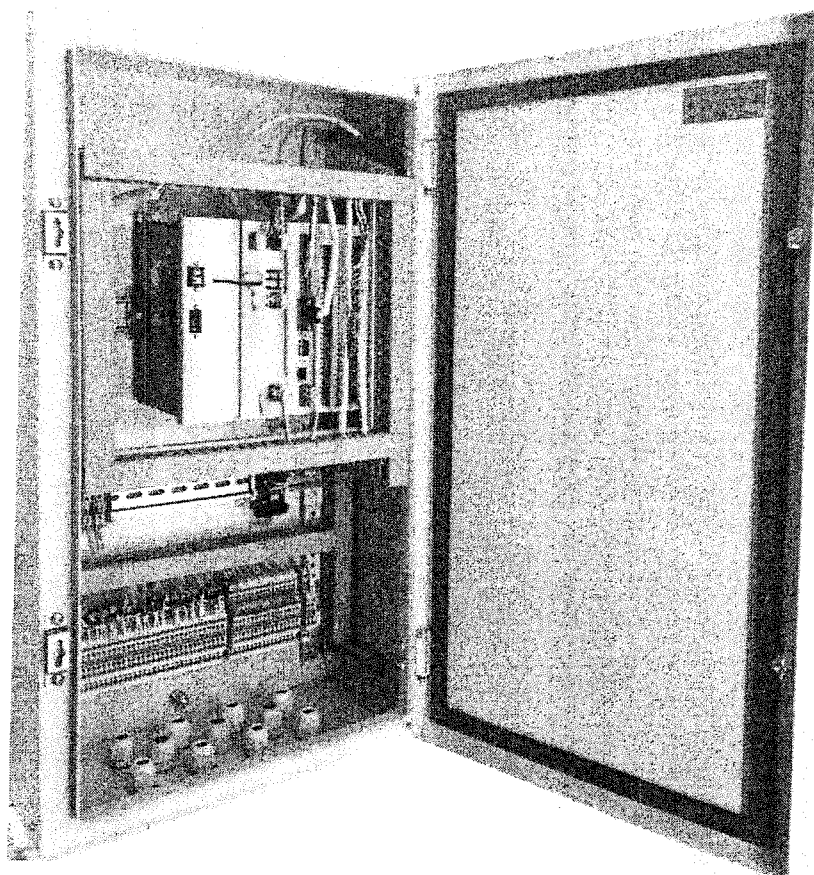
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-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 № 80.» до 17.12.2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;

Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

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

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

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

Технические характеристики:

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

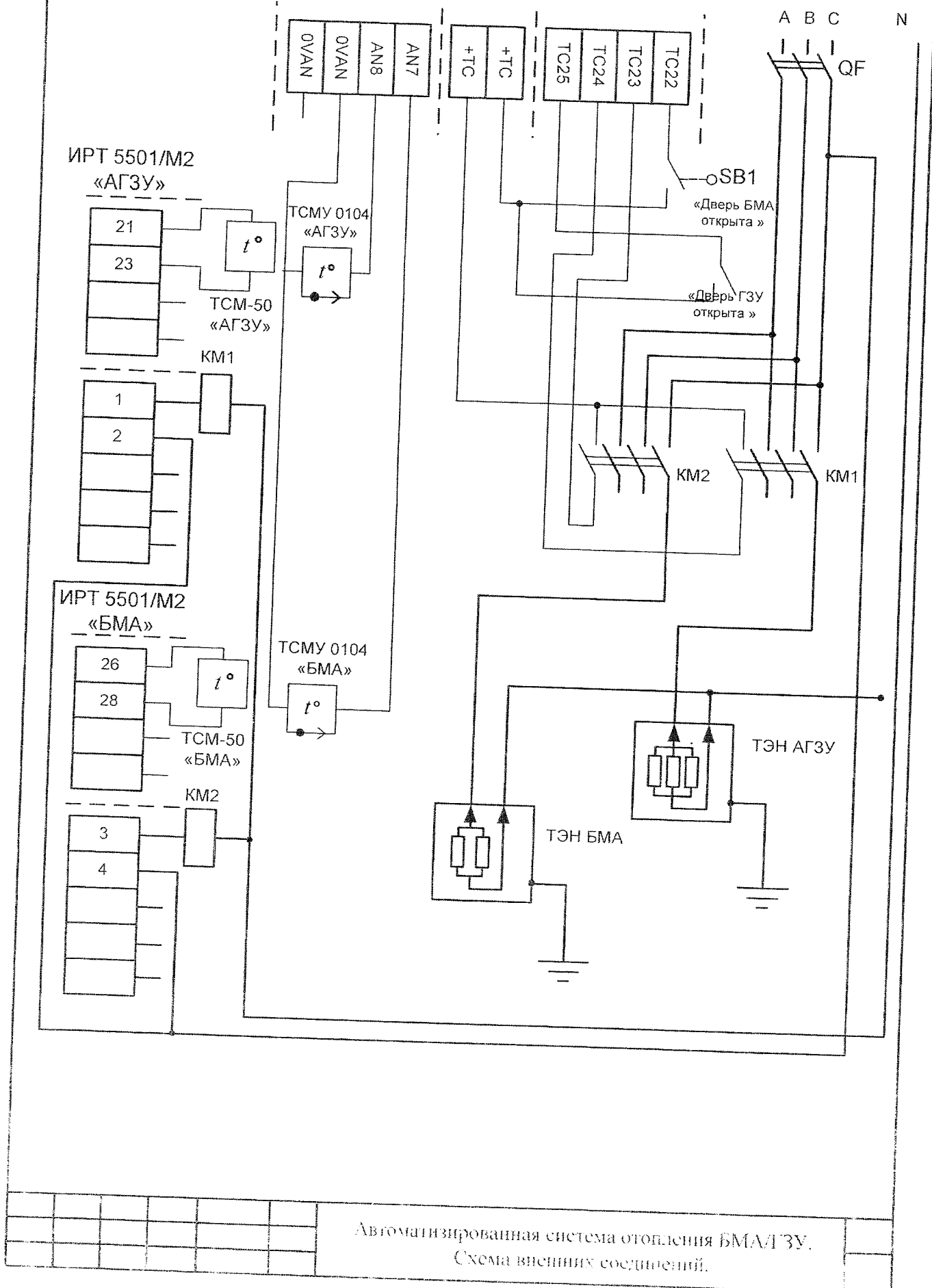
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ





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

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

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

Исх. № К-2653, 02/14

«19» 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 80**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-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, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,1250 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти.

Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

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

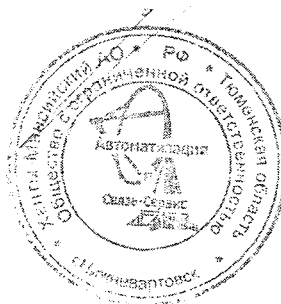
Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-007393 от 27.04.2007 срок действия до 31.12.2017г.

1 экз. 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 80» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





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

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

№

на №

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 07-007393

От 27.04.2007
(дата выдачи)

Срок действия до: 31.12.2016
(дата)

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

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

ИНН:

8605016748

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

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

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланча

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

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

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

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

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

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

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

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

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризации	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Антенна	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передатчик АС)
	<i>град, мин</i>	<i>м</i>	<i>дБ</i>	<i>град</i>	<i>Вт</i>		<i>МГц</i>	<i>МГц</i>
БС-1	Сургутский рн, Тайлаковское месторождение, ДНС1 59N01 73E59	40	9,0	0-360° / 0° / вертикальная	20,0		156,1250	156,1250
АС стационарные	В зоне действия БС-1	до 25	9,0	0-360° / 0° / вертикальная	10,0		156,1250	156,1250

Заместитель руководителя
Федерального агентства связи



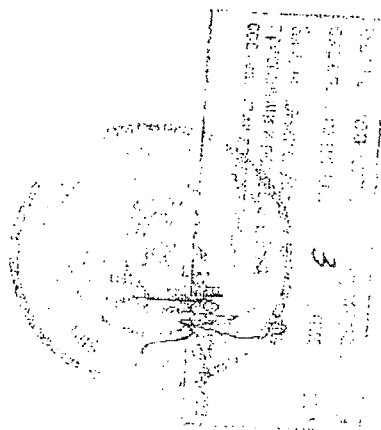
С.А. Буланча

14 NOV 2013 8:37

0AKC HP LASERJET

6767766

C.7



«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №80»
(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 №80 (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	
Нефтеотбор от куста скважин №80 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезки 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 №80			
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 №80			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №80			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги - обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

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

Инженер 1 категории ОПМ ДПРПМ



О.В. Журавель

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты												ЮВ ₃	ЮВ ₄ ²
		Ач ₁ ¹	Ач ₂ ³	Ач ₃ ¹	Ач ₄ ²	Ач ₅ ³	Ю ₁ ¹	Ю ₂ ¹	Ю ₂ ²	Ю ₃ ¹	Ю ₃ ²	Ю ₃ ³	Ю ₃ ⁴		
Глубина залегания пласта (абсолют.)	м	-2448	-2440	-2469	-2465	-2485	-2520	-2550	-2552	-2643	-2648	-2660	-2541	ЮВ ₃	ЮВ ₄ ²
Абсолютная отметка ВНК	м	-2459	-2464	-2489	-2475	-2547	-2567	-2701	-2694	-2718	-2683	-2671	-2648	-2658	-2670
		-2459	-2463	-2489	-2475	-2508	-2548	-2614	-2606	-2668	-2683	-2671	-2637	-2718	-2740
		-2464				-2547	-2567	-2701	-2694	-2718			-2648	-2718	-2740
Гипс в слан															
Гипс в слан															
Плотность нефтенасыщенности	г/см ³	7368	10715	4352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089	терригенный, поровый	терригенный, поровый
Объемная доля	м	6,3	11,3	18	10,5	4,5	14,8	6,7	13,8	7,3	10,1	7,6	27,2	18388	11069
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	***	***
Пористость	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	5,6	2
Наличие нефтенасыщенности	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8	16	17
Проницаемость	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/д	19,1	53	50
Проницаемость	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	7,8	24,6
Коэффициент деформации*	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	92	113,2
Коэффициент расширения*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9	***	***
Плотность пластового температур	°С	77			78		80		83,5	84	84	85	85	***	***
Плотность пластового давления	МПа	25,6		25,6	25,5	25,9-26,2	26,2-26,7	26,9-27,9	26,7-27,8	27,3-27,9	27,7	27,6	27,6	28,1	28,3
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа*с		шопр	шопр	шопр	шопр	6,6	6,6	6,6	6,6	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³		3,8	3,8	3,8	3,8	4,72	4,72	4,72	4,72	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³		0,891	0,891	0,891	0,891	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882
Объемная доля нефти	ед		шопр	шопр	шопр	шопр	0,861	0,861	0,861	0,861	0,851	0,851	0,851	0,851	0,851
Содержание серы в нефти	%		шопр	шопр	шопр	шопр	1,046	1,046	1,046	1,046	1,056	1,056	1,056	1,056	1,056
Содержание азота в нефти	%		1,44	1,44	1,44	1,44	1,45	1,34	1,54	1,34	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Содержание кислорода в нефти	%		2,99	2,99	2,99	2,99	3,13	2,5	2,74	2,5	3	3	3	3	3
Содержание серы в нефти	%		11,13	11,13	11,13	10,2	10,2	9,2	10,7	9,2	9	9	9	9	9
Содержание азота в нефти	%		5,47	5,47	5,47	8,8	8,8	7,9	8,1	7,9	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Содержание серы в нефти	%		38	38	38	26	26	26	26	26	24	24	24	24	24
Содержание азота в нефти	%		0,4	0,4	0,4	0,39	0,39	0,38	0,38	0,38	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа*с														

Примечание: * - значения параметров, определенные по связкам (по данным ГИС)

- значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки