



*Соборная АО*

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

2015 г.

**Задание на проектирование №07-15**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.**  
**Куст скважин №134»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №134.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №134 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"><li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li><li>– 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;</li><li>– При необходимости разработать проект межевания и проект планировки</li></ul>

	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.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>						
	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.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>						
	<b><u>Куст скважин №134 – 12 скважин</u></b>						
	<b>1-й этап строительства:</b>						
	<u>Автодорога на куст скважин №134</u>						
	Наименование участка	Длина, км	Примечание				
	Автодорога на куст скважин №134	0,1	Возможна корректировка				
	<b>2-й этап строительства:</b>						
	– <u>Обустройство 1-ой скважины куста №134</u>						
	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 №134:						
	Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%
	Тайлаковское	134	гор с МГРП	ЮВЗ	135	71	40
			гор с МГРП	ЮВЗ	95	50	40
			нагн	ЮВ2+3	35	19	40
			гор с МГРП	ЮВЗ	113	60	40
			нагн	ЮВ2+3	35	19	40
			гор с МГРП	ЮВЗ	113	60	40
			нагн	ЮВ2+3	25	13	40
			гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
			нагн	ЮВ2	25	13	40
			гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
			нагн	ЮВ2	26	14	40
			гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
				Сумма	994	526	
				Ср. Q	83	44	
	Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3						
	Планируемое погружное оборудование куста скважин №134 представлено в Приложении № 4						
	– <u>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №134</u> – согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)						
	Наименование участка	Длина, км	Примечание				
	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №134	0,1	Возможна корректировка				
	– <u>Нефтегазопровод к.134 – т.вр. к.34</u>						
	Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.						
	Наименование участка	Длина, км	Примечание				
	Нефтегазопровод к.134 – т.вр. к.34	0,1	Возможна корректировка				

**3-й этап строительства:**

ВЛ-6кВ №2 на куст скважин № 134 - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №134 (Приложение №2)	0,1	Возможна корректировка

**4-й этап строительства:**

ВЛ-6кВ №1 под перевод нагрузок - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №1 под перевод нагрузок (Приложение №2)	0,8	Возможна корректировка

**5-й этап строительства:**

ВЛ-6кВ №2 под перевод нагрузок - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 под перевод нагрузок (Приложение №2)	0,8	Возможна корректировка

**6-й этап строительства:**

Нефтегазопровод т.вр. к.34 – т.вр. УДР ДНС-1

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.34 – т.вр. УДР ДНС-1 (Приложение № 1)	3,8	Возможна корректировка

**7-й этап строительства:**

Высоконапорный водовод т.вр. к.34 – к.134

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.34 – к.134 (Приложение № 1)	0,1	Возможна корректировка

**8-й этап строительства** – вторая скважина;

**9-й этап строительства** – третья скважина;

**10-й этап строительства** – четвёртая скважина;

**11-й этап строительства** – пятая скважина;

**12-й этап строительства** – шестая скважина;

**13-й этап строительства** – седьмая скважина;

**14-й этап строительства** – восьмая скважина;

**15-й этап строительства** – девятая скважина;

**16-й этап строительства** – десятая скважина;

**17-й этап строительства** – одиннадцатая скважина;

**18-й этап строительства** – двенадцатая скважина.

**14. Требования к техническим решениям**

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности. использованием передовых технологий и применения труб отечественного производства;

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кг/см}^2$ , наружный диаметр применяемых трубопроводов  $89 \times 10 \text{ мм}$ ;
- 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. Максимальное рабочее давление не должно превышать  $25 \text{ кг/см}^2$ ;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ППД куста №134 Тайлаковского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт  $190 \text{ кг/см}^2$ ;
- 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 на кабельных эстакадах каждые 50м;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;

- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85).

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97\* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (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 4.13.130. 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



	<p>(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство;</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</li> <li>– Кустовая площадка №134 расположена в границах территории традиционного природопользования;</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19);</li> <li>– 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"> <li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).</li> </ul> </li> </ul>
<b>16.</b>	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.
<b>17.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды;</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 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.</li> </ul>


	СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
18.	<b>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»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды;</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод»;</li> <li>– 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»;</li> <li>– 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»;</li> <li>– Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;</li> <li>– Согласовать схему размещения проектируемого объекта, расположенного на ТТП, с коренными и малочисленными народами севера (КМНС).</li> </ul>
19.	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	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.	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется
22.	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48). Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации;</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №134»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин №134 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин №134 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №134 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин №134 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>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	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.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.;</li> <li>– 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.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика;</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls;</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования);</li> <li>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.</li> </ul>
<b>29.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в

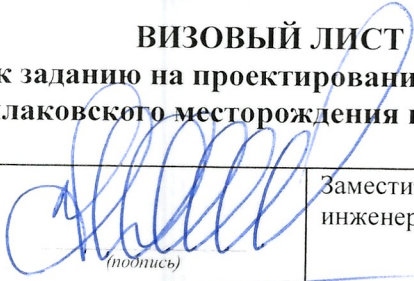

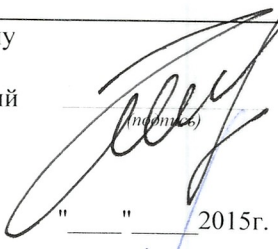
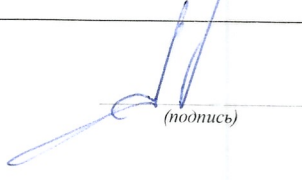
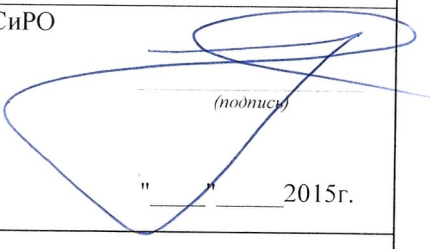
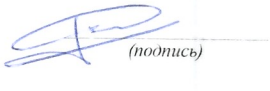


	<p>соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arg, *.xml, *.xls;</li> <li>– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 12 включить в состав пояснительной записки;</li> <li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li> </ul>
<b>30.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком;</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией;</li> <li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li> <li>- Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки;</li> <li>- Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</li> </ul>
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>33.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации;</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ;</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>34.</b>	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется

Исполнитель:  
Инженер I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО

 Н.А. Глебова

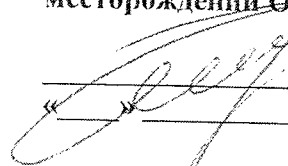
**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование №07-15**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №134»**

Директор по капитальному строительству  (подпись) Николаев Д.А. "___"___2015г.	Заместитель Главного инженера  (подпись) Седякин А.С. "___"___2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) Тухфатуллин И.Г. "___"___2015г.	Главный инженер ВНГДУ  (подпись) Мережкин Р.А. "20" "01" 2015г.
Начальник НГП-4 ВНГДУ  (подпись) Догошев А.С. "___"___2015г.	Начальник УКСиРО  (подпись) Лешенко Е.В. "___"___2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО  (подпись) Бабкин С.Н. "14" "01" 2015г.	



УТВЕРЖДАЮ:

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

 И.Г. Тухфатуллин  
2014 г.

Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.  
Куст скважин № 134».

1.	<b>Наименование объекта</b>		
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 134.		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок		
3.	<b>Основание для проектирования</b>		
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».		
4.	<b>Заказчик</b>		
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).		
5.	<b>Вид строительства</b>		
	Капитальное строительство.		
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>		
	2017 г.		
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.		
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>		
	<b>Куст скважин № 134 – 12 скважин:</b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № <sup>134</sup> <del>151</del>	0,1	Возможна корректировка
	1 этап. ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №134 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,1	Возможна корректировка
	1 этап. ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №134 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,1	Возможна корректировка
	2 этап. ВЛ 6кВ №1 под перевод нагрузок в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,8	Возможна корректировка
	2 этап. ВЛ 6кВ №1 под перевод нагрузок в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,8	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.134-г.вр.к.34	0,1	Возможна корректировка

- 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 №134 – 12 скважин

#### 1-й этап строительства:

##### Автодорога на куст скважин №134

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин №134	0.1	Возможна корректировка

#### 2-й этап строительства:

- Обустройство 1-ой скважины куста №134

Координаты первой скважины и НДС представлены в таблице 1.

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем пласта с одной скважины представлены в таблице 2.

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №134:

Месторождение	Куст	Назначение Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	134	гор с МГРП	ЮВЗ	135	71	40
		гор с МГРП	ЮВЗ	95	50	40
		наги	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВЗ	113	60	40
		наги	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВЗ	113	60	40
		наги	ЮВ2+3	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
		наги	ЮВ2	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
		наги	ЮВ2	26	14	40
		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
		Сумма	994	526		
		Ср. Q	83	44		

Основные показатели разработки представлены в таблице 3.

Планируемое погружное оборудование куста скважин №134 представлено в таблице 4.

В.1-6кВ №1 на куст скважин №134 – согласно технических условий энергообеспечивающей организации

Наименование участка	Длина, км	Примечание
В.1-6кВ №1 на куст скважин №134	0.1	Возможна корректировка

##### Автодорога к кусту №134

Проект планировки автодорожки, в том числе, с учетом существующих объектов, расположенных вблизи автодорожки.

Нефтегазопровод т.вр.к.34 - т.вр.УДР ДНС-1	3,8	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.34 - к.134	0,1	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в *Листе 1*;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в *Листе 2*;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 134

месторождение	куст	Назнач. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	134	гор с МГРП	ЮВЗ	135	71	40
		гор с МГРП	ЮВЗ	95	50	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВЗ	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВЗ	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
		нагн	ЮВ2	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
		нагн	ЮВ2	26	14	40
		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
			Сумма	994	526	
			Ср. Q	83	44	

- Основные показатели разработки представлены в *Листе 3*;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 134 представлено в *Листе 4*.

#### 9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в *Листе 5*;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см<sup>2</sup>, 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;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в *Листе 6*;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов;
- Требования к организации системы ПИД куста № 134:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см<sup>2</sup>. Проектом проработать вопрос по достижению требуемого давления закачки рабочего агента в пласт;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому

уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;

- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения. оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и 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 1 м с шириной бровки по верху вала 0.5 м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм. в дверных проемах - пороги не менее 0.15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87

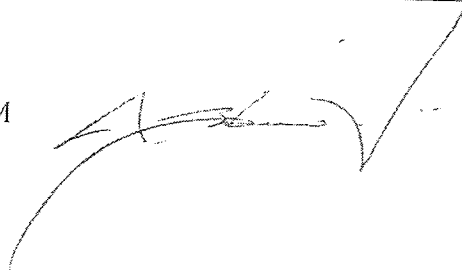


	<p>п.4.6.);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;</li> <li>– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98);</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.</li> </ul> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>– Кустовая площадка № 134 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ. СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38. При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>

12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобрыбвод».</li> </ul>
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> </ul>
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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».</li> </ul>
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения».</p>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	<p>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.</p>

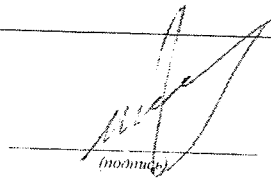
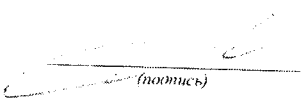
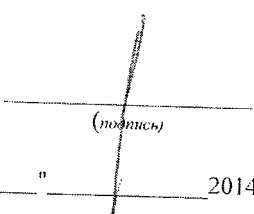
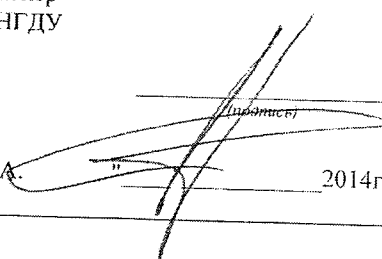
18.	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Начальник ОПOM ДПРПиOM



Д.В. Волков

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 134»**

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

" 05 " 12 2014 г.  
На № МБ-985

№ МР-527  
от «03» 12 2014г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия на разработку проектно-сметной документации по объектам : Аганское м/р кусты скважин № 176, 346,157; Ватинское м/р кусты скважин № 280,281,282; Тайлаковское м/р кусты скважин № 134,151; Мегионское м/р куст скважин № 64.

Приложение: ТУ – 73 л., 1р.

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 №134»

1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.134-т.вр.к.34»  Нефтегазопровод «т.вр.к.34-УДР ДНС-2»  Высоконапорный водовод «т.вр.к.34- к.134»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.134-т.вр.к.34»</b> От к. 134 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}</math> – 994/526 Давление в точке подключения – 17,5 кгс/см<sup>2</sup>. Диаметр в точке подключения – 159мм.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.34-УДР ДНС-2»</b> От т.вр.к.34 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}</math> – 2033/1027 Давление в точке подключения – 10 кгс/см<sup>2</sup>., дополнительно определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.34- к.134»</b> Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от ДНС-2 на к.134 Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}</math> – 1000 Давление в точке подключения – 202 кгс/см<sup>2</sup>. Диаметр в точке подключения – 114.168мм. Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых



технологий, применением труб отечественного производства:


- При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.
- Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.
- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовых площадках для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные станы. Максимальное давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;

- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
  1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия — от бровки земляного полотна на 2м;
  2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием — от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
  - а) «холодная» врезка,
  - б) врезка тройником,
  - в) подключение в существующую задвижку;
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить при изыскательских работах и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родových угодий, уменьшению потерь нефти при транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</li> <li>- 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.</li> <li>- Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства;</li> <li>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- 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.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>

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

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ

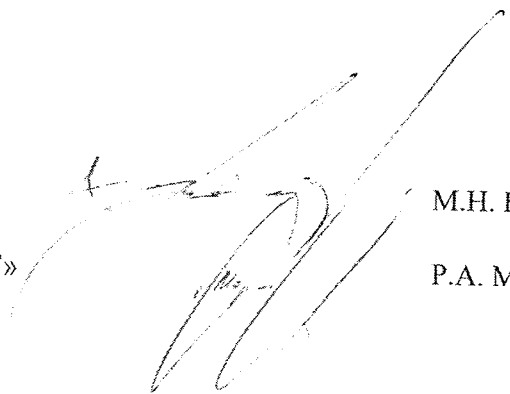


Е.А. Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

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

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Р.А. Мережкин

146-7



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

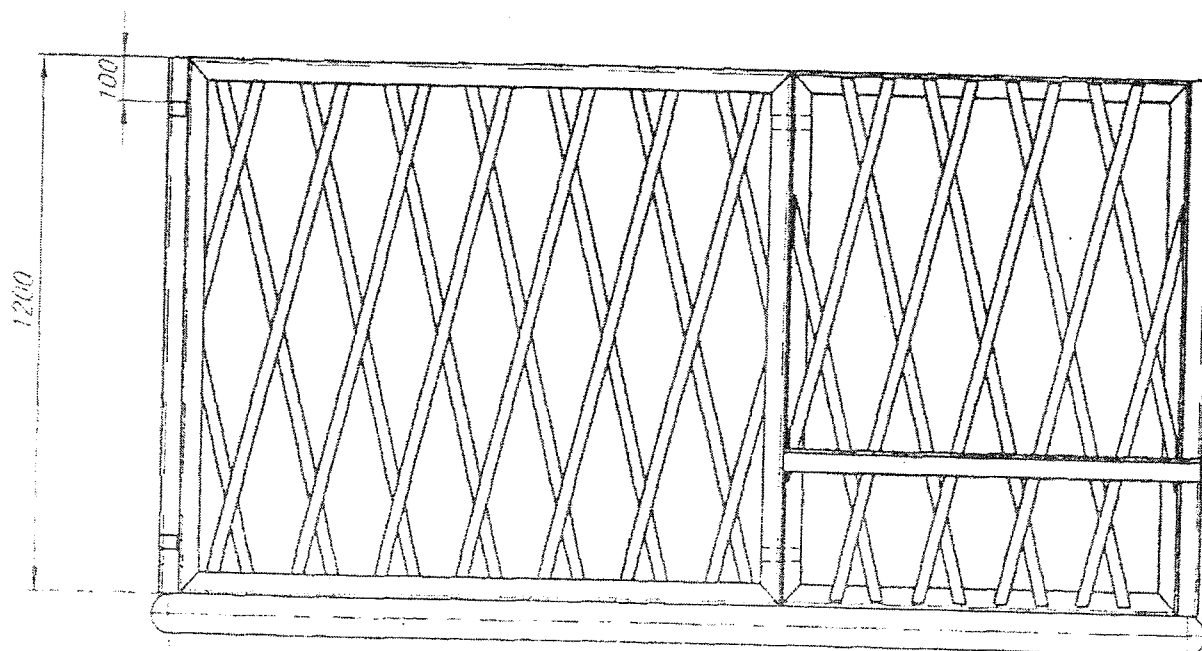
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

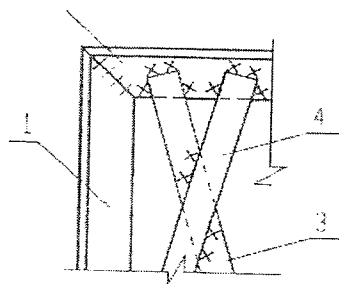
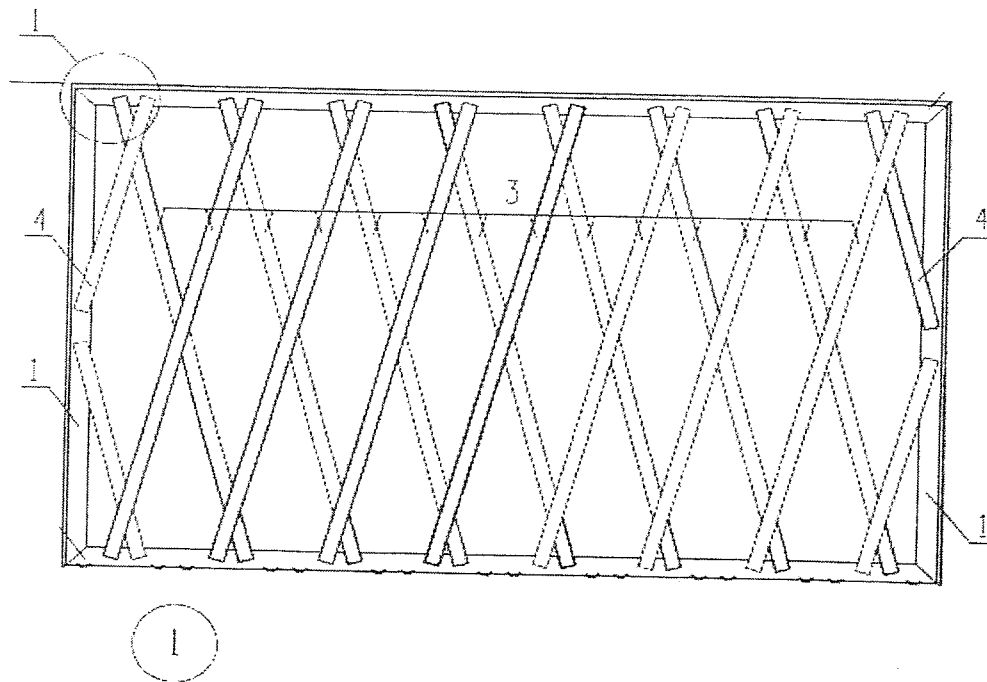
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Знаменение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{СР55 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 450 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{СР55 ГОСТ } 27772-88*}$

### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

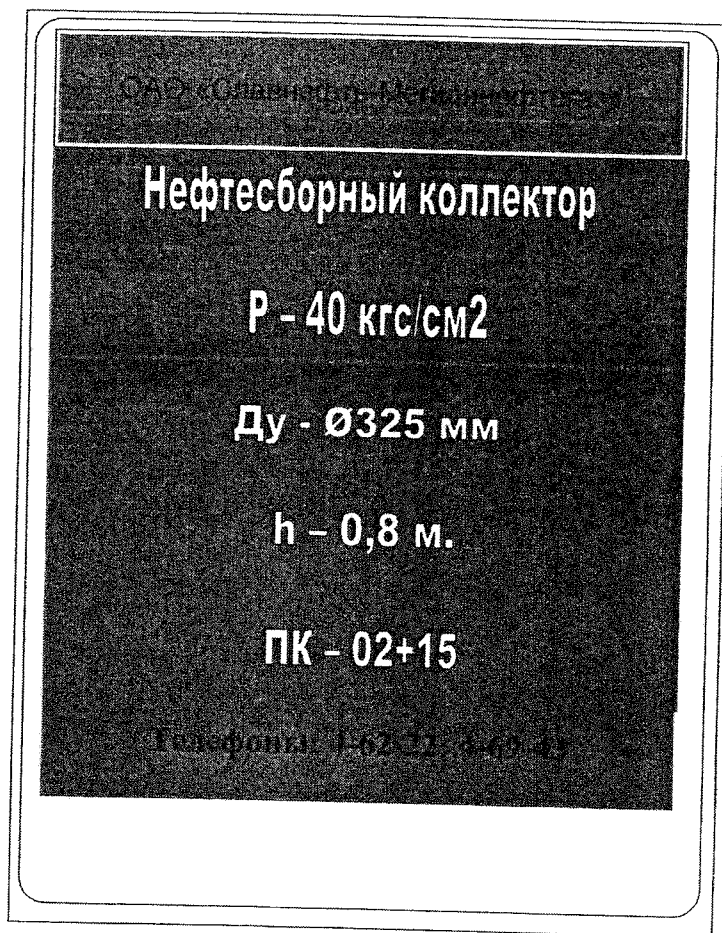
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



2/18/2017 om 12:11

~~XXXXXXXXXXXXXXX~~ XXXXXXXX . 761 838.

1. Разработать проект электроснабжения КТП- КТП-134 Тайпаковского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МЭН».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭН.
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 КТП-134.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 6.4. Подключение КТП-134 производить поэтапно:
    - 6.4.1. 1 этап: точки подключения КТП-134: существующая опора ВЛ-6кВ Ф-12 от КРУН-6кВ «ДПС-2», существующая опора не достроенной ВЛ-6кВ на КТП-34. Номера опор в точках врезки определить проектом. При необходимости произвести замену опор в точках врезки.
    - 6.4.2. 2 этап: перевод нагрузок ВЛ-6кВ Ф-12 от КРУН-6кВ «ДПС-2», к достроенной ВЛ-6кВ на КТП-34 на КРУ-6кВ «ГТЭС». Точки подключения: Резервные ячейки КРУ-6кВ «ГТЭС», номера ячеек определить проектом.
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования КРУ-6кВ «ГТЭС» Тайпаковского м/р с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КТП-134 в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. Пункт АВР-6кВ на КТП-134 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стел-башен для подъёма к ВЛ-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утверждёнными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых трансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА.
  - 6.12. Качинку с механическим приводом 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 зданиями электролинии – переходы на повышенных опорах. Расчёт сил от проводов ВЛ-6кВ на действии сорока – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.15. При монтаже опор в зону затопления при наводнении, оборудовать их специальными защитными сооружениями.
  - 6.16. Дорожные знаки «Габарит» 4,5м, «Запрещено въезжать на грузовых автомобилях с грузами, превышающим высоту 4,5м» в местах пересечения ВЛ-6кВ с дорогами, зданиями, сооружениями, с высотой 4,5м согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.17. Расчёт токов короткого замыкания КТПН-6/0,4кВ согласовать с ООО «МЭН».

- 6.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перерезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и пониженных переходов. Места пересечения и варианты перерезки согласовать с ООО «МЭН».
- 6.19. Выполнение расчёта вышки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по условиям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первом отпасающем и конечном опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ к КТПН-6/0,4кВ КН-134.
- 6.21. Крепление провода к ЛП-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пластичных зажимов.
- 6.22. Установку устройств защиты ВЛ-6кВ от грозных перенапряжений типа УПРМК, РДНП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КН-134 по кабельным остакдам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным остакдам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛП-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: Полюсная схема ВЛ-6кВ Ф-12 КРУПН-6кВ «ДНС-2» - на 1 листе в 1 экземпляре.

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

 **В.В. Долгушин**

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

 **В.Е. Сыровецкий**

- Условные обозначения**
- Промежуточная металлическая опора ВЛ 6 кВ
  - ▲ Анкерная металлическая опора ВЛ 6 кВ
  - ▲- Опора с ЛР 6кВ
  - ▶ КТПН 6/0,4 кВ
  - ▢ Лес, мелколесье
  - Дорога
  - Опора повышенная
  - ▣ Подвесная гирлянда
  - Двойные изоляторы

**Защита от перенапряжений**

Место установки	Тип	Кол
Опора № 1	ОПН-7.2	3
КТПН № 1 КП-34	ОПН-7.2	3
КТПН № 2 КП-34	ОПН-7.2	3
КТПН № 3 КП-34	ОПН-7.2	3

габарит ВЛ в пересечении с дорогой, м

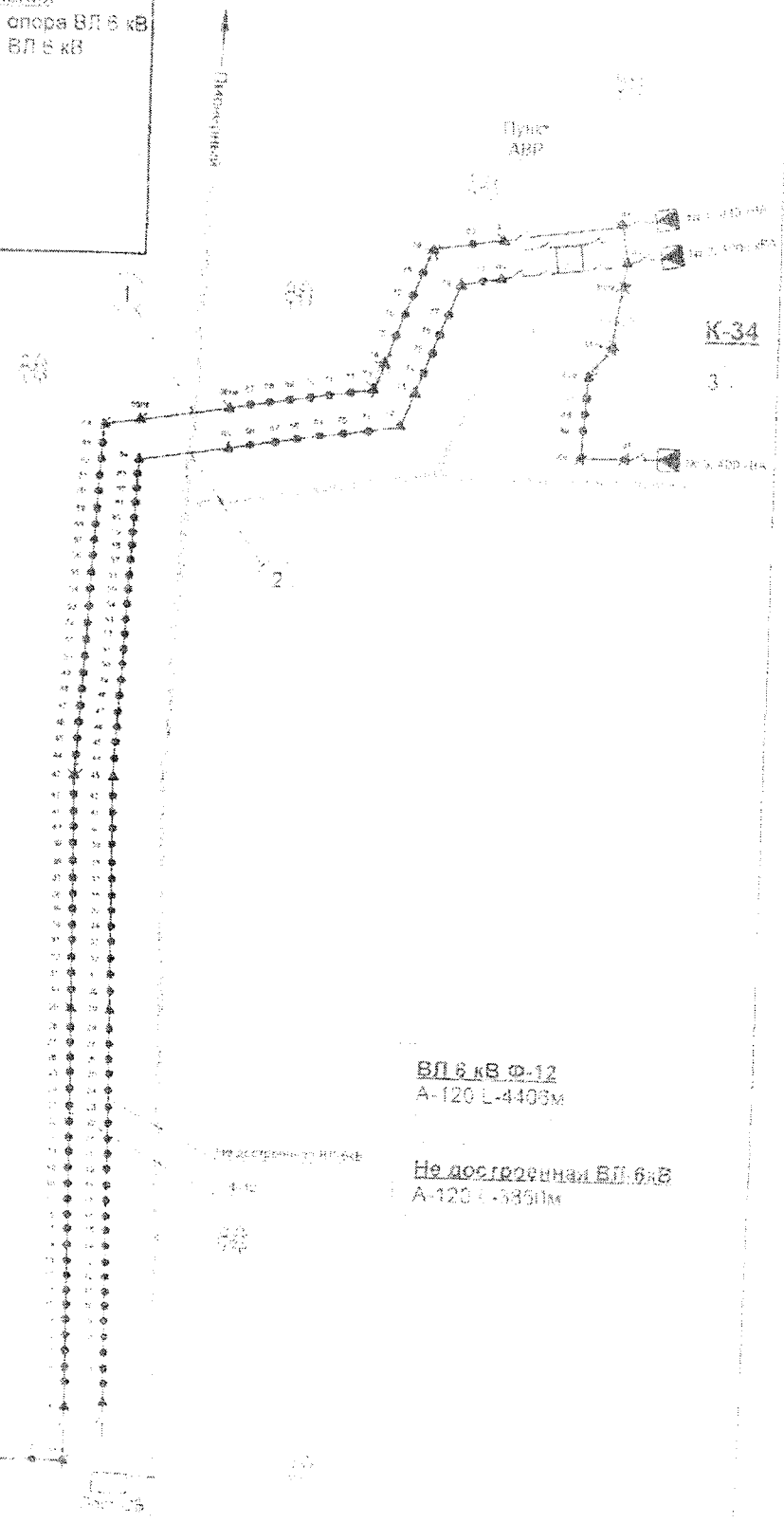
1	10,5
2	12,0
3	7,3

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество
1	ОПН-7.2	шт.	3
2	ОПН-7.2	шт.	3
3	ОПН-7.2	шт.	3
4	ОПН-7.2	шт.	3

ВЛ 6 кВ Филор №12  
КРУН-6 кВ «ДНС-2»  
08-005 РП-016

КРУН-6 кВ  
«ДНС-2»

10-5
20-5





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

На № \_\_\_\_\_ 2014г.

№ \_\_\_\_\_ 05-  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИГ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 346, 157 Аганского месторождения, КП №№ 46, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 346ис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.



Приложение

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 345 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Аганского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 176 Аганского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Ватинского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 280 Ватинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 281 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 282 Ватинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 63 Западно-Асомкинского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 86 Западно-Асомкинского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Западно-Асомкинского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 96 Западно-Асомкинского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Западно-Асомкинского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 64 Меглиновского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 61 Покамасовского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 117 Северо-Покурского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 119 Северо-Покурского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 134 Гайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 151 Гайлаковского месторождения.

С уважением,

М.Ф. Старицын

Динамика основных показателей разработки КП № 134 Тайлаковского месторождения

Гр	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	134-35-134										
1.1	Объем фонда скважин, тп	8	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т.ч. - обводненную	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нефтескважины	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водонапорных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	37	102	67	61	60	58	56	54	53	51
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	96	349	364	364	365	364	364	364	365	364
1.4	Запасы разрабатываемого участка, тыс. м3	146	365	365	365	365	365	365	365	365	365
1.5	Резерв газа, млн м3	1,3	3,5	2,3	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8

Начальник отдела ОПИМНР

А.М. Горбань

список скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 134 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Планг	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	134	гор с МГРП	ЮВ3	135	71	40
		гор с МГРП	ЮВ3	95	50	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
		нагн	ЮВ2	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
		нагн	ЮВ2	26	14	40
		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
			Сумма	994	526	
			Ср. Q	83	44	

Проектные данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения

№ п/п	Месторождение	Куст	Цент	Кол-во скважин				объем добычи			Давление нагн	Газосодержание	Пз. изобр-ия	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		жидк. м³/сут	нефти м³/сут						
						с отрабо	без отрабо								
Ватское ПЗДУ															
1	Тайское	134	ЮВ <sub>2</sub> ЮВ <sub>3</sub>	12	7	5	0	0	994	526	1000	19	ЮВ <sub>2</sub> - 34,88 ЮВ <sub>3</sub> - 34,21	ЮВ <sub>2</sub> - 83 ЮВ <sub>3</sub> - 86	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	7		0	0							

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

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.



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 № \_\_\_\_\_ 2014 г.

№ \_\_\_\_\_  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

И.о. начальника ДПРП и ОМ  
А.А.Дмитриеву

*О предоставлении информации*

В ответ на исходящее письмо № МБ-857 от 15.10.2014г. направляю перечень скважин:

- Аганское месторождение нефти КП № 34бис, 157, 176;
  - Вагинское месторождение нефти КП № 4б, 280, 2081, 282;
  - Западно-Асомкинское месторождение нефти КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99;
  - Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти КП № 46;
  - Мегионское месторождение нефти КП № 64;
  - Северо-Покурекское месторождение нефти КП № 117, 119;
  - Тайлаковское месторождение нефти КП № 151, 134 (взамен 34бис);
  - Покамасовское месторождение нефти КП № 61,
- с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 20 л., 1 экз.

Начальник ТОпоДНГ ДДНГ

И.Р. Шамсутдинов