

УТВЕРЖДАЮ:

Генерального директора –
главного инженера ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

2015 г.

Задание на проектирование №101-15
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №162»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №162.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №162 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, СП 47.13330.2012.</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; – Разработать и согласовать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».																																																																																																																											
12.	Требования к выделению пусковых комплексов Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.																																																																																																																											
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования Куст скважин №162 – 12 скважин 1-й этап строительства: Автодорога на куст скважин №162 <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин №162</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> 2-й этап строительства: – <u>Обустройство 1-ой скважины куста №162</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 №162: <table><tr><td>Месторождение</td><td>Куст</td><td>Назначение Нагн, ГС</td><td>Пласт</td><td>Qпуск. м3/сут по жид-ти</td><td>Qпуск. т/сут по нефти</td><td>%</td></tr><tr><td>Тайлаковское</td><td>162</td><td>гор с МГРП</td><td>ЮЗ</td><td>180</td><td>79</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>ППД отр</td><td>ЮЗ</td><td>80</td><td>35</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮЗ</td><td>180</td><td>79</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>ППД отр</td><td>ЮЗ</td><td>80</td><td>35</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮЗ</td><td>180</td><td>79</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>ППД отр</td><td>ЮЗ</td><td>80</td><td>35</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮЗ</td><td>180</td><td>79</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>ППД отр</td><td>ЮЗ</td><td>80</td><td>35</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮЗ</td><td>180</td><td>79</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>ППД</td><td>ЮЗ</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮЗ</td><td>180</td><td>79</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>ППД</td><td>ЮЗ</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Сумма</td><td>1400</td><td>618</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Ср. Q</td><td>140</td><td>62</td><td></td></tr></table> Основные показатели разработки представлены в Приложении №3 Планируемое погружное оборудование куста скважин №162 представлено в Приложении №4 – <u>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №162</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2) <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №162</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> – <u>Нефтегазопровод к.162 – т.вр. к.162, 12 (1 нитка)</u> Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости. <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.162 – т.вр. к.162, 12 (1 нитка) (Приложение №1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин №162	0,45	Возможна корректировка	Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Тайлаковское	162	гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50			ППД отр	ЮЗ	80	35	50			гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50			ППД отр	ЮЗ	80	35	50			гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50			ППД отр	ЮЗ	80	35	50			гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50			ППД отр	ЮЗ	80	35	50			гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50			ППД	ЮЗ						гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50			ППД	ЮЗ							Сумма	1400	618					Ср. Q	140	62		Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №162	0,6	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод к.162 – т.вр. к.162, 12 (1 нитка) (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																																										
Автодорога на куст скважин №162	0,45	Возможна корректировка																																																																																																																										
Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																																						
Тайлаковское	162	гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50																																																																																																																						
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50																																																																																																																						
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50																																																																																																																						
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50																																																																																																																						
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50																																																																																																																						
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50																																																																																																																						
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50																																																																																																																						
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50																																																																																																																						
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50																																																																																																																						
		ППД	ЮЗ																																																																																																																									
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50																																																																																																																						
		ППД	ЮЗ																																																																																																																									
			Сумма	1400	618																																																																																																																							
			Ср. Q	140	62																																																																																																																							
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																																										
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №162	0,6	Возможна корректировка																																																																																																																										
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																																										
Нефтегазопровод к.162 – т.вр. к.162, 12 (1 нитка) (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка																																																																																																																										

3-й этап строительства:

ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №162 - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №162	0,6	Возможна корректировка

4-й этап строительства:

Нефтегазопровод к.162 – т.вр. к.162, 12 (2 нитка)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.162 – т.вр. к.162, 12 (2 нитка) (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка

5-й этап строительства:

Нефтегазопровод т.вр. к.3 – т.вр. в н/сб. с к.2, 1

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.3 – т.вр. в н/сб. с к.2, 1 (Приложение №1)	2,1	Возможна корректировка

6-й этап строительства:

Высоконапорный водовод т.вр. к.12, 162 – к.162

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.12, 162 – к.162 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка

7-й этап строительства – обустройство второй скважины куста №162;

8-й этап строительства – обустройство третьей скважины куста №162;

9-й этап строительства – обустройство четвертой скважины куста №162;

10-й этап строительства – обустройство пятой скважины куста №162;

11-й этап строительства – обустройство шестой скважины куста №162;

12-й этап строительства – обустройство седьмой скважины куста №162;

13-й этап строительства – обустройство восьмой скважины куста №162;

14-й этап строительства – обустройство девятой скважины куста №162;

15-й этап строительства – обустройство десятой скважины куста №162;

16-й этап строительства – обустройство одиннадцатой скважины куста №162;

17-й этап строительства – обустройство двенадцатой скважины куста №162.

14. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- При проектировании руководствоваться техническими условиями на выполнение ПСД (Приложения №1-14);
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89*10 мм;

- Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение №14);
- Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов (Приложение №10), предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчёт проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе;
- Максимальное рабочее давление проектируемых нефтегазоборных трубопроводов не должно превышать 25 кг/см^2 ;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс инженерных коммуникаций со службами ОАО «СН-МНГ» и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки;
- Требования к организации системы ППД куста №162 Тайлаковского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм.;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- При нахождении кустовой площадки в водоохранной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При разбуривании скважин амбарным способом в случае необходимости направить документацию на общественные слушания и Государственную экологическую экспертизу в соответствии с Законодательством РФ;
- При обустройстве скважин (амбарным способом) необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, и оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин на кабельных эстакадах;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;

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

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности C0 (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 C0 (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 легкобросаемые 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);

	<ul style="list-style-type: none"> – Перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, M-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – Перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м; перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовая площадка №162 расположена в границах территории традиционного природопользования; – При необходимости предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. Запросить необходимую информацию в ДЭБиООС ОАО «СН-МНГ»; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8); – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или 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 РФ 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 22.07.2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №101).
21.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<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;

	<ul style="list-style-type: none"> – 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 РД.
22.	Материалы, предоставляемые Заказчиком
	<p>Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №162»:</p> <p>Приложение №1 – «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов»;</p> <p>Приложение №2 – «Технические условия на электроснабжение куста скважин №162 Тайлаковского месторождения»;</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 планируемый объем шлама с одной скважины»;</p> <p>Приложение №7 – «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение №8 – «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»;</p> <p>Приложение №9 – «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение №10 – «Обзорная схема трубопроводов»;</p> <p>Приложение №11 – «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №12 – «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №13 – «Образец для расчета стоимости работ строительства объекта»;</p> <p>Приложение №14 – «Сборочный чертеж клапана КУБС».</p>
23.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
24.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
25.	Количество экземпляров ПД/РД
	<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.
26.	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 №12; – При формировании заказных спецификаций, оборудованию и материалам присвоить коды из системы SAP R3 согласно справочнику МТР. Справочник направляется Подрядчику в электронном виде на начальной стадии разработки рабочей документации.

27.	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 №11); – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.agr, *.xml, *.xls; – Расчет стоимости работ согласно Приложению №13 включить в состав ПЗ; – Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.
28.	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; – Подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).
29.	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.
30.	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.
31.	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 экологической экспертизы (при необходимости), Государственной экспертизы РФ; – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Заместителем Генерального директора – Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



Н.А. Глебова

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

УТВЕРЖДАЮ:

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

« » И.Г. Тухфатуллин
2015 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 162»**

1.	Наименование объекта																								
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 162.																								
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 № 162 – 12 скважин:</u>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 162</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №162 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №162 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.162 – т.вр.к.162,12 (1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.162 – т.вр.к.162,12 (2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.3 – т.вр. в н.сб. с к.2,1 (Приложение № 1)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.12,162 – к.162 (Приложение № 1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 162	0,45	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №162 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №162 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.162 – т.вр.к.162,12 (1 нитка) (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.162 – т.вр.к.162,12 (2 нитка) (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.3 – т.вр. в н.сб. с к.2,1 (Приложение № 1)	2,1	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.12,162 – к.162 (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 162	0,45	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №162 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №162 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.162 – т.вр.к.162,12 (1 нитка) (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.162 – т.вр.к.162,12 (2 нитка) (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.3 – т.вр. в н.сб. с к.2,1 (Приложение № 1)	2,1	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.12,162 – к.162 (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка																							
	– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;																								

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 162:

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	162	гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50
		ППД отр	ЮЗ	80	35	50
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50
		ППД	ЮЗ			
		гор с МГРП	ЮЗ	180	79	50
		ППД	ЮЗ			
Сумма				1400	618	
Ср. Q				140	62	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 162 представлено в Приложении № 4.

9. Требования к техническим решениям

Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства:

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2 , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы

системы трубопроводов.

- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.
- Требования к организации системы ППД куста № 162:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм.
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин»;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01,W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07,W-09,W-01,W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08,W-09,Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

	<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>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросаемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</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"> – Новое строительство. – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 162 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или 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)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового

	<p>кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<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». – Получение Государственной Экологической экспертизы; – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <u>СНиП 2.01.51-90</u>, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых 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>

	Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 162»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Мережкин Р.А. " 8 " 02 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Новичков А.А. " " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Гортиков А.А. " " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Финк А.В. " " 2015г.</p>	

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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

" 15 " 04 2015 г.
На № _____

№ МР-154
от «__» _____ 2015г.

**Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову**

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

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

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

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 58.

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

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

Приложение: ТУ – 57 л., 1з.

С уважением,
Начальник



М.Г. Разин

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

М.Г. Разин
« / » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Кусты скважин №15,95,162»

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.15 – т.вр.к.14» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.14 – т.вр.к.4» Нефтегазопровод «т.вр.к.4 – т.вр.к.3» Нефтегазопровод «к.95 – т.вр.к.105» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.105 – т.вр.к.105,12,162» Нефтегазопровод «к.162 – т.вр.к.162,12»(2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.3 – т.вр.в нсб. с к. 2,1» Высоконапорный водовод «т.вр.к.4 – т.вр.к.14» Высоконапорный водовод «т.вр.к.3 – т.вр.к.95,12,162» Высоконапорный водовод «т.вр.к.95,12,162 – т.вр.к.12,162» Высоконапорный водовод «т.вр.к.12,162 – 162»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1,2 этап. Нефтегазопровод «к.15 – т.вр.к.14» (2 нитки) От к.15 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 877/288$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр определить по результатам гидравлического расчета</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.14 – т.вр.к.4» От т.вр.к.14 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр определить по результатам гидравлического расчета</p> <p>4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.4 – т.вр.к.3» От т.вр.к.4 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр определить по результатам гидравлического расчета</p> <p>5,6 этап. Нефтегазопровод «к.95 – т.вр.к.105» (2 нитки) От к.95 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти.</p>

	<p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1593/352$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр определить по результатам гидравлического расчета</p> <p>7 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.105 – т.вр.к.105,12,162» От т.вр.к.105 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр определить по результатам гидравлического расчета</p> <p>8,9 этап. Нефтегазопровод «к.162 – т.вр.к.162,12» От к.162 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1400/618$ Давление в точке подключения – 16 кгс/см^2 Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p>10 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.3 – т.вр.в нсб. с к. 2,1» От т.вр.к.3 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 9 кгс/см^2 Диаметр в точке подключения – 325мм, 219мм</p> <p>11 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.4 – т.вр.к.14» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.15 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000$, дополнительно объем закачки по к.14 запросить на дату фактического проектирования. Давление в точке подключения – 210 кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – 273мм.</p> <p>12 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.3 – т.вр.к.95,12,162» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.95,162 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 2700$, дополнительно объем закачки по к.12 запросить на дату фактического проектирования. Давление в точке подключения – 198 кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – 273мм.</p> <p>13 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.95,12,162 – т.вр.к.12,162» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.162 Давление в точке подключения – 195 кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p>14 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.12,162 – 162» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.162 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1200$ Давление в точке подключения – 195 кгс/см^2. Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов</p>
--	---

	запросить у заказчика на дату фактического проектирования.
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – Для строительства нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием и внутренним покрытием для нефтегазопроводов, из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали. – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; – Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; – На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; – Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м. – Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет; – Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1); – В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к

существующей системе трубопроводов;

- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Гидравлический расчет необходимо осуществлять в программном продукте OISPipe.
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы для прохождения диагностических снарядов.
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 - при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
 - при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь

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

<p>7. Особые условия</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 НПП-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.
<p>8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия</p>	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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



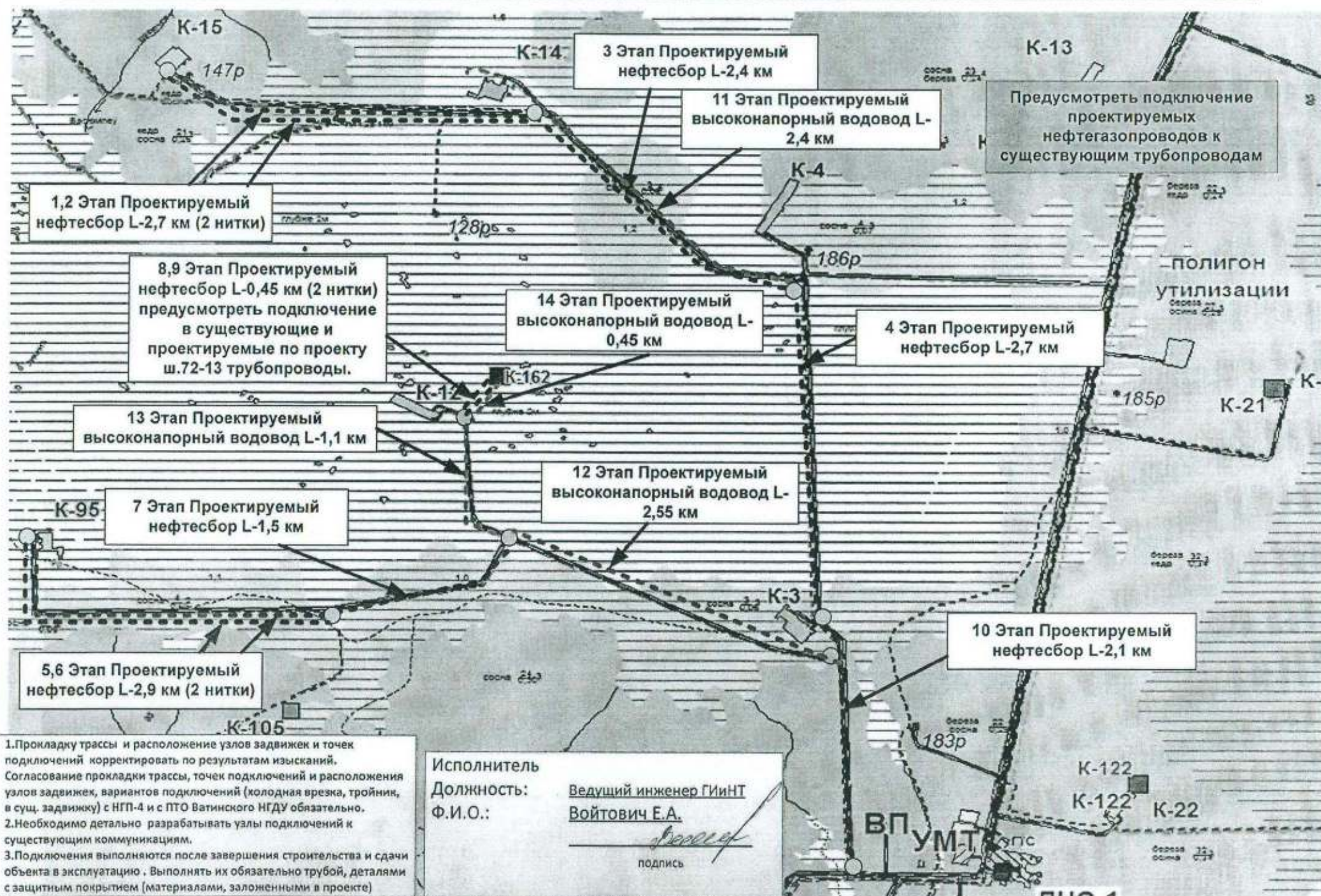
М.Н.Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин

Предлагаемая схема подключения трубопроводов кустов скважин 15,95,162 Тайлаковского м/р. Приложение № 1



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:

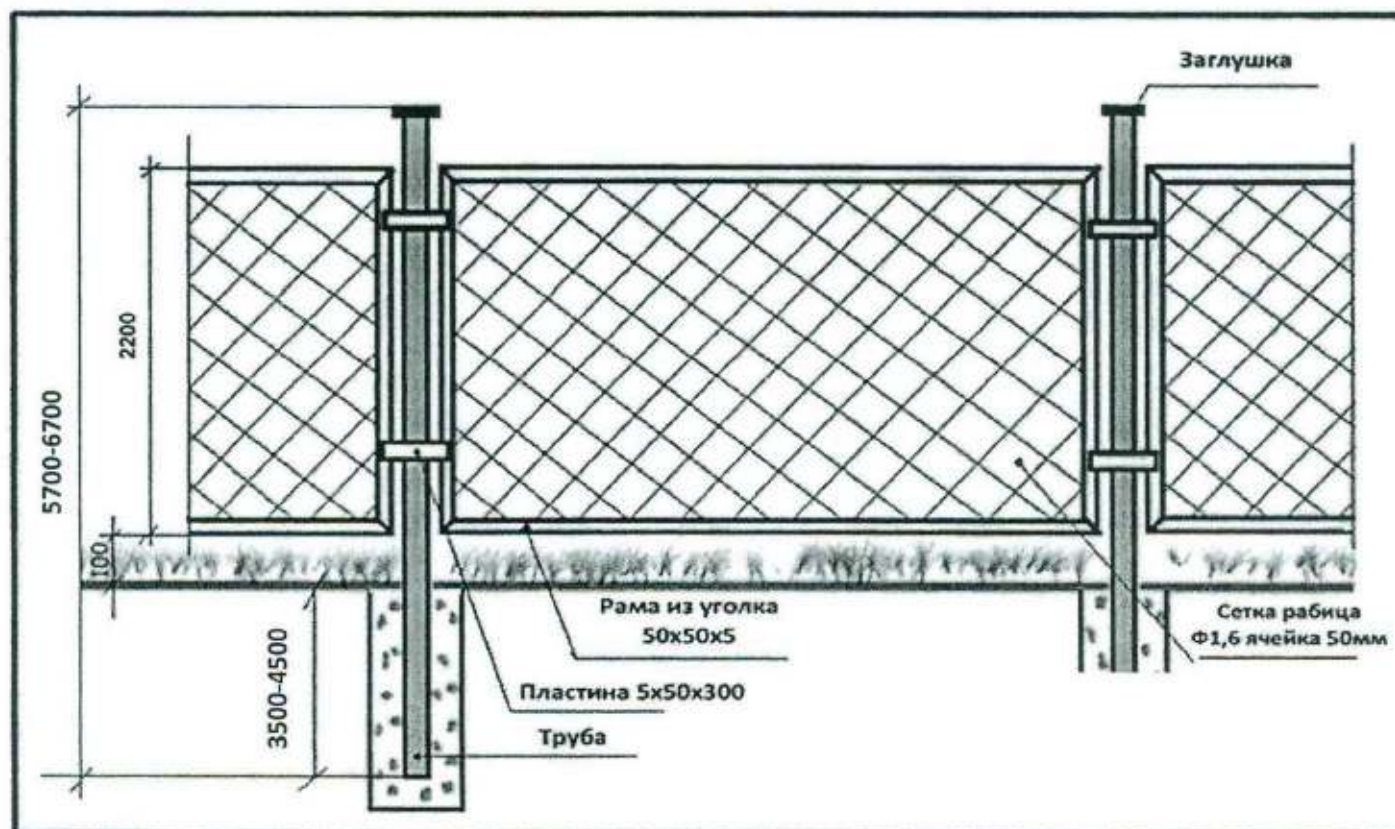
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

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

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

07 04 2015 г.
На № _____

№ ВКС- 703
от _____ 2015 г.

Ильдар А.И.
Для информирования
и Д. для информирования,
расширения
О предоставлении ТУ

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

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-152, 162
Тайлаковского м/р, КП-17, 30 Северо-Островного м/р.

- Приложение:
1. ТУ №92-2015 от 07.04.2015г. - 4 листа в 1 экз.;
 2. ТУ №93-2015 от 07.04.2015г. - 3 листа в 1 экз.;
 3. ТУ №94-2015 от 07.04.2015г. - 4 листа в 1 экз.;
 4. ТУ №95-2015 от 07.04.2015г. - 4 листа в 1 экз.



В.Е. Сыровежкин

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

EX. № 215-480
от 04 04 2015

116-590
09.04.15

Технические условия № 93-2015 от 04.04.2015г.
на электроснабжение КП-162 Тайлаковского м/р

Запрашиваемая мощность – 1002 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/387 от 15.02.2013г. «О ТУ на реконструкцию ВЛ-6кВ Ф-14 РУ-6кВ «ДЭС ДНС-1», Ф-18 РУ-6кВ «ДНС-1», ВЛ-6кВ на КП-95», выданных ООО «МЭН».
- 1.2. Выполнение технических условий №237-2014 от 24.07.2014г., выданных ОГЭ ОАО «СН-МНГ» на электроснабжение КП-4,13,13бис,16,17,18,22,27,30,83,97,Р-183 Тайлаковского м/р.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-162 Тайлаковского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:
 - 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-162 Тайлаковского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
 - 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 2.1.4. Точки подключения:
 - Существующая ВЛ-6кВ Ф-9 РУ-6кВ «ДЭС ДНС-1» (после выполнения п.1.1 настоящих ТУ). Точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.
 - Существующая ВЛ-6кВ Ф-4 РУ-6кВ «ДНС-1» (после выполнения п.1.1 настоящих ТУ). Точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.
 - 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования РУ-6кВ «ДЭС-ДНС-1», РУ-6кВ «ДНС-1» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-162 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.
 - 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-162 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных

однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-162.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-162 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 2.1.22. 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.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых 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».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-162 Тайлаковского месторождения нефти:
- 3.2. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.3. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.4. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 162 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	162	гор с МГРП	Ю3	180	79	50
		ППД отр	Ю3	80	35	50
		гор с МГРП	Ю3	180	79	50
		ППД отр	Ю3	80	35	50
		гор с МГРП	Ю3	180	79	50
		ППД отр	Ю3	80	35	50
		гор с МГРП	Ю3	180	79	50
		ППД отр	Ю3	80	35	50
		гор с МГРП	Ю3	180	79	50
		ППД	Ю3			
		гор с МГРП	Ю3	180	79	50
		ППД	Ю3			
Сумма				1400	618	
Ср. Q				140	62	

Динамика основных показателей разработки КП № 162 Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 162										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	58	90	76	75	73	72	71	70	69	68
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	235	510	511	512	511	511	511	512	511	511
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	292	438	438	438	438	438	438	438	438	438
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	2,0	3,1	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 162 Тайлаковского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Плает	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отраб	без отраб								
Ватинское НГДУ															
1	Тайлаковское	162	ЮЗ	12	6	4	2	0	1400	618	1200	180	ЮЗ - 34,21	ЮЗ - 86	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

Начальник геологического отдела ДГин ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

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

27 01 2015 г.
На № МБ-30

№ 111-34
от 26 01 2015 г.

Начальнику ДноНП ТИТ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх.№МБ-30 от 26.01.2015г. направляю перечень скважин КП № 1856 Ватинского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП №№ 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП №26 Южно-Аганского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 17 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №162 Тайлаковского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Тайлаковское	***	162	гор с МГРП	Ю3	180	79	50	5-200-2500	125
	***		ППД отр	Ю3	80	35	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	Ю3	180	79	50	5-200-2500	125
	***		ППД отр	Ю3	80	35	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	Ю3	180	79	50	5-200-2500	125
	***		ППД отр	Ю3	80	35	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	Ю3	180	79	50	5-200-2500	125
	***		ППД отр	Ю3	80	35	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	Ю3	180	79	50	5-200-2500	125
	***		ППД	Ю3					
	***		гор с МГРП	Ю3	180	79	50	5-200-2500	125
	***		ППД	Ю3					
				Сумма	1400	614			1002
				Ср. Q	140	61			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

30.06.2015 2015 г.
На № _____

№ МН-676
от _____ 2015 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.


№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	162	Тайлаковское	540511	607398	0°.

Примечание: ТТП- 14уг.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

Начальник отдела
земельных отводов



А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 47-393, факс (34643) 47-393

6 *середина* 2015г.
На № _____

№ *САТ-46/96*
от _____ 2015г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации сообщая Вам, что к нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания, и количество отходов бурения с одной скважины:

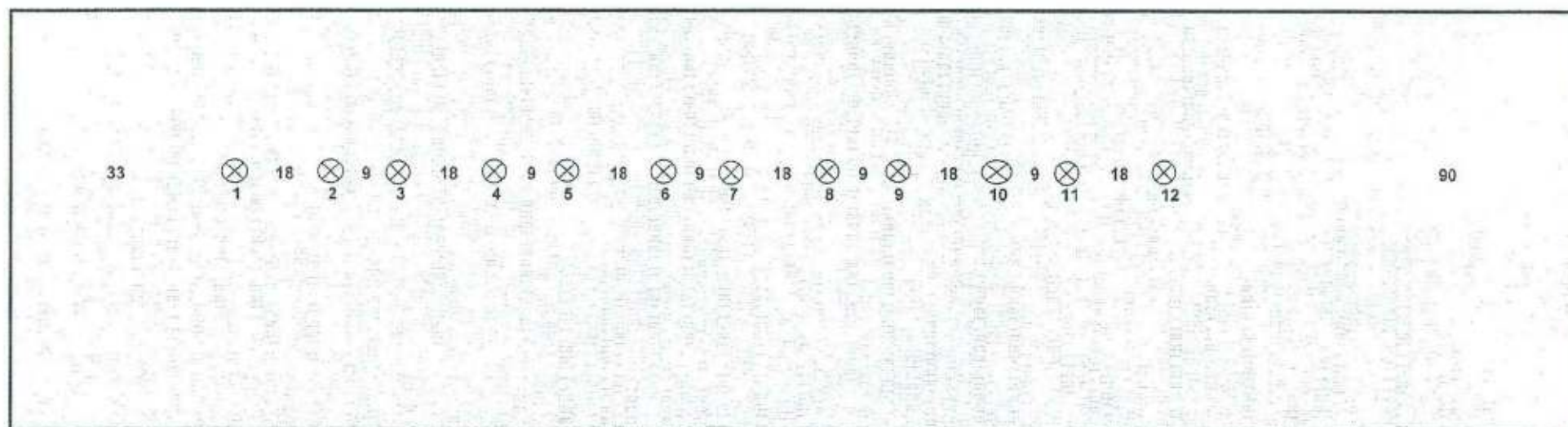
1. КП № 185 бис Ватинского м/р – 1200м³;
2. КП № 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского м/р – 1500м³;
3. КП № 23, 26 бис Западно-Асомкинского м/р – 1500м³;
4. КП № 225, 226, 227 Аганского м/р – 1500м³;
5. КП № 26 Южно – Аганского м/р – 1500м³;
6. КП № 75 Ново – Покурского м/р – 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС



А.Н. Терешун

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Начальник ПТО по СС ДСС

Гл. специалист ПТО по СС ДСС

А.Н. Терешун

Д.И. Уразаев