

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора-  
главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

2015 г.

**Задание на проектирование № 96-15**  
**«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин №№ 112, 113»**

<b>1.</b>	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 112, 113.
<b>2.</b>	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский лицензионный участок.
<b>3.</b>	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ»
<b>4.</b>	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
<b>5.</b>	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
<b>6.</b>	<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).
<b>7.</b>	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
<b>8.</b>	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017г.
<b>9.</b>	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
<b>10.</b>	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
<b>11.</b>	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 47.13330.2012 для строительства кустов скважин №№ 112, 113 с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</li> <li>- Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметры), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</li> <li>- Согласовать задание на инженерные изыскания и прохождение трасс коммуникаций - с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>- Предоставить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и</li> </ul>

	генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo; - 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.	<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. <u>Этапы строительства согласовать с Заказчиком.</u>																																							
13.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>																																							
13.1	<b><u>Куст скважин № 112 - 14 скважины:</u></b> <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №112</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.112 – т.вр.К.113, 112 (Приложение № 2)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.113, 112 – т.вр.к.59 (1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>3,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.113, 112 – т.вр.к.59 (2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>3,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.59– т.вр.К.22 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.22 – ДНС-2 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод КНС-2 – т.вр.К.22 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.22 – т.вр.К.59 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.К.59 – т.вр.К.112, 113 (Приложение № 1)</td><td>3,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.К.112, 113 – К.112 (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №112	1,4	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.112 – т.вр.К.113, 112 (Приложение № 2)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.113, 112 – т.вр.к.59 (1 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.113, 112 – т.вр.к.59 (2 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.59– т.вр.К.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.22 – ДНС-2 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод КНС-2 – т.вр.К.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.22 – т.вр.К.59 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.К.59 – т.вр.К.112, 113 (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.К.112, 113 – К.112 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																						
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №112	1,4	Возможна корректировка																																						
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка																																						
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод к.112 – т.вр.К.113, 112 (Приложение № 2)	1,5	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.113, 112 – т.вр.к.59 (1 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.113, 112 – т.вр.к.59 (2 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.к.59– т.вр.К.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.22 – ДНС-2 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод КНС-2 – т.вр.К.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод т.вр.к.22 – т.вр.К.59 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод т.вр.К.59 – т.вр.К.112, 113 (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод т.вр.К.112, 113 – К.112 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																																						

### 13.2 Куст скважин №113 – 12 скважин

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №113	1,8	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №113 – в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение № 2)	2,1	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №113 - в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение № 2)	2,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.113 – т.вр.к. 113,112 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к. 113, 112 – к.113 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов кустов №№112,113, основные показатели разработки, планируемое погружное оборудование представлены в приложениях №1 к заданию на проектирование.

### 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;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7;
- Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 15).
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89мм (диаметр уточнить гидравлическим расчетом);
- Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями (приложения к заданию на проектирование);
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двухтрубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ППД: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовых площадок. Давление нагнетания в пласт указано в технических условиях, приложение 1.1;
- 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;
  - Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ для предотвращения деформации труб в результате усадки отсыпки кустовых площадок;
  - 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 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, расположенные в противоположных концах по длинной стороне кустов (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\*);
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5);
- В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI);

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



	<p>следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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);</li> <li>– 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);</li> <li>– перед входом в БГ - информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– перед входом на площадку обслуживания станции управления - информационный стенд с нанесенными знаками W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <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>– Кустовые площадки №№112,113 расположены за пределами границ территории традиционного природопользования;</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации(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 поленицы 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> <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</li> </ul> </li> </ul>

	пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b> Не требуется.
17.	<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, СНИП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
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> </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> <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>
23.	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
24.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1.1 «Технические условия ДПРПиОМ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №112,113»;</p> <p>Приложение №1.2 «Технические условия ДТТ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №112,113»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение кустов скважин №112,113 Северо-Покурского месторождения»- ВКС-336 от 17.02.2015г;</p> <p>Приложение № 3.1 «Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №112 Северо-Покурского месторождения »;</p> <p>Приложение № 3.2 «Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №113 Северо-Покурского месторождения »;</p> <p>Приложение № 4.1 «Перечень скважин №112 Северо-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием»;</p> <p>Приложение № 4.2 «Перечень скважин №113 Северо-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием»;</p> <p>Приложение № 5.1 «Проектные координаты первой скважины и НДС К.112»;</p> <p>Приложение № 5.2 «Проектные координаты первой скважины и НДС К.113»;</p> <p>Приложение № 6.1 «Обзорная схема с расположением К.112»;</p> <p>Приложение № 6.2 «Обзорная схема с расположением К.113»;</p> <p>Приложение № 7.1 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП К.112»;</p> <p>Приложение № 7.2 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП К.113»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Покурского месторождения нефти, схема расположения кустов и нефтепроводов НПТ-3 ВНГДУ Северо-Покурского месторождения.</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования</p>

	<p>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 «Ограждение узла задвижек»;</p> <p>Приложение №13 «Образец выполнения надписей на аншлаге»;</p> <p>Приложение №14 «Расчет стоимости работ».</p> <p>Приложение №15 «Сборочный чертеж клапана КУБС»</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 организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы - на бумажном носителе в 4-х экз., в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экз.</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>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10);</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.xml, *.xls;</li> <li>– Расчет стоимости работ, согласно Приложению № 14, 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>– На начальном этапе проектирования для принятия основных проектных решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</li> </ul>



- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого оборудования и трубопроводов;
- Внести дополнение в действующий тех.регламент по эксплуатации трубопроводов;
- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;
- Предусмотреть площадки для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки;
- Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно сделать их как примыкание к дороге на КП.
- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.
- При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика.
- Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:

№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание

Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК (запросить дополнительно).

- Предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;
- Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение 8).

**32. Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании**

В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.

**33. Перечень согласований с федеральными надзорными органами**

- Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации;
- Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ;
- Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

**34. Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ**



Не требуется

Исполнитель:  
Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



А.Б.Романенко

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
к заданию на проектирование № 96-15  
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.  
Кусты скважин №№ 112,113»

Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству  (подпись) Николаев Д.А. " " 2015г.	Заместитель Главного инженера  (подпись) Седякин А.С. " " 2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) Тухфатуллин И.Г. " " 2015г.	Главный инженер ВНГДУ  (подпись) Мережкин Р.А. " " 2015г.
Начальник НГП-3 ВНГДУ  (подпись) Коваленко В.С. " " 2015г.	Начальник УКСиРО  (подпись) Лешенко Е.В. " " 2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО  (подпись) Бабкин С.Н. "06" "07" 2015г.	

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 Северо-Покурского месторождения нефти.  
Кусты скважин № 112,113»**

1.	<b>Наименование объекта</b>																								
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин № 112, 113.																								
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский 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>																								
	2016г.																								
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																								
	<b><u>Куст скважин № 112 – 14 скважин:</u></b>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 112</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.112 – т.вр.к.113,112 (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.113,112 – т.вр.к.59 (1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>3,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.113,112 – т.вр.к.59 (2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>3,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.59 – т.вр.к.22 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 112	1,4	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.112 – т.вр.к.113,112 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.113,112 – т.вр.к.59 (1 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.113,112 – т.вр.к.59 (2 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.59 – т.вр.к.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 112	1,4	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №112 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,7	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.112 – т.вр.к.113,112 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.113,112 – т.вр.к.59 (1 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.113,112 – т.вр.к.59 (2 нитка) (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.59 – т.вр.к.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																							

Нефтегазопровод т.вр.к.22 – ДНС-2 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-2 – т.вр.к.22 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.22 – т.вр.к.59 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.59 – т.вр.к.112,113 (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.112,113 – к.112 (Приложение № 1)	1,5	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 № 112:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	месяц ввода	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	112	гор с МГРП	мар.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	гор с МГРП	апр.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	гор с МГРП	май.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	гор с МГРП	июн.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	гор с МГРП	июл.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	гор с МГРП	авг.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	ПНД отр	сен.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	ПНД отр	окт.16	AB1(3)	80	40	40
Северо-Покурское	112	ПНД отр	ноя.16	AB1(3)	60	30	40
Северо-Покурское	112	ПНД отр	дек.16	AB1(3)	60	30	40
Северо-Покурское	112	ПНД	январ.17	AB1(3)			
Северо-Покурское	112	ПНД	февр.17	AB1(3)			
Северо-Покурское	112	водозаб	мар.17				
Северо-Покурское	112	водозаб	апр.17				
Сумма					760	380	
Ср. Q					76	38	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 112 представлено в **Приложении № 4**.

#### **Куст скважин № 113 – 12 скважин:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 113	1,8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №113 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №113 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.113 – т.вр.к.113,112 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка



Высоконапорный водовод т.вр.к.113,112 – к.113 (Приложение № 1)	1,7	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 № 113:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	113	гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40
		ППД отр	AB1(3)	80	40	40
		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40
		ППД отр	AB1(3)	80	40	40
		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40
		ППД отр	AB1(3)	60	30	40
		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40
		ППД отр	AB1(3)	60	30	40
		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40
		ППД	AB1(3)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 109 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  $40 \text{ кгс/см}^2$ , 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 (м<sup>3</sup>/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 № 112:  
централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 113:  
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 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 строительстве кустов скважин предусмотреть площадку под временное складирование (накопление) отходов бурения на срок не более 6-ти месяцев, с последующим вывозом к месту утилизации. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть бурение без организации строительства площадки под временное накопление отходов бурения. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение объекта (площадки временного складирования отходов бурения) 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 к секциям площадки для осуществления работ по выемке и вывозу 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 аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- 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, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-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

	<p>№ 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые 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"> <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>– Новое строительство.</li> <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>– Кустовые площадки № 112, 113 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– 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)</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>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</li> </ul>



	<p>содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> <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.	<p><b>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»</b></p>
	<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>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
13.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p>
	<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.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
15.	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов»          Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»          Приложение № 3 «Основные показатели разработки»          Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»          Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</p>

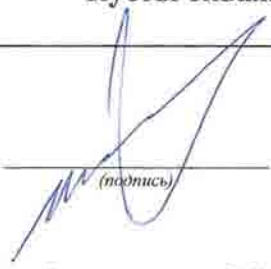


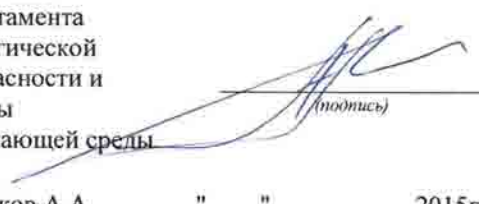
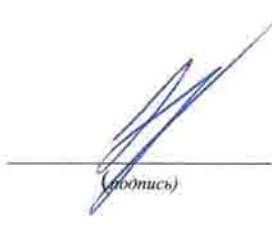
	Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
<b>16.</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 и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</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>18.</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 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:  
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 112, 113»**

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p>  <p>(подпись)</p> <p>Бессонов М.Н.      "    "      2015г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p>  <p>(подпись)</p> <p>Мережкин Р.А.      "    "      2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p>  <p>(подпись)</p> <p>Новичков А.А.      "    "      2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p>  <p>(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>(подпись)</p> <p>Финк А.В.      "    "      2015г.</p>	

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

М.Г. Разин  
« \_ » \_\_\_\_\_ 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**для разработки проектно-сметной документации по объекту**  
**«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин №№112,113»**

1. Месторождение, район строительства	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	<p>Нефтегазопровод «к.113-т.вр.к.113,112»</p> <p>Нефтегазопровод «к.112-т.вр.к.113,112»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.113,112-т.вр.к.59» (2 нитки)</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.59-т.вр.к.22»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.22-ДНС-2»</p> <p>Высоконапорный водовод «КНС-2- т.вр.к.22»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.22- т.вр.к.59»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.59- т.вр.к.112,113»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.112,113- к.112»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.112,113- к.113»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.113-т.вр.к.113,112»</b> От к.113 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – DNS-2 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 760/380</math> Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «к.112-т.вр.к.113,112»</b> От к.112 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – DNS-2 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 760/380</math> Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>



**3,4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.113,112-т.вр.к.59» (2 нитки)**

От т.вр.к.113,112 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Покурского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$  - 1520/760

Давление в точке подключения – 17,5 кгс/см<sup>2</sup>

Диаметр в точке подключения – 159мм.

**5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.59-т.вр.к.22»**

От т.вр.к.59 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 9 кгс/см<sup>2</sup>

Диаметр в точке подключения – 159мм.

**6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.22-ДНС-2»**

От т.вр.к.22 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 5 кгс/см<sup>2</sup>

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**7 этап. Высоконапорный водовод «КНС-2- т.вр.к.22»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 Северо-Покурского м/р на группу кустов №№.112,113.

Давление в точке подключения – 106 кгс/см<sup>2</sup>

Диаметр в точке подключения – 168мм.

**8 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.22- т.вр.к.59»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 Северо-Покурского м/р на группу кустов №№.112,113.

Давление в точке подключения – 99 кгс/см<sup>2</sup>

Диаметр в точке подключения – 114,168мм.

**9 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.59-т.вр.к.112,113»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 Северо-Покурского м/р на группу кустов №№.112,113.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

**10 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.112,113- к.112»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 Северо-Покурского м/р на к.112

Объем жидкости  $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$  – 836.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

**11 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.112,113- к.113»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 Северо-Покурского м/р на к.113

Объем жидкости  $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$  – 836.

	<p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li> <li>–В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li> <li>–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);</li> <li>–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);</li> <li>–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.</li> <li>–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.</li> <li>–Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</li> <li>–Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</li> <li>–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;</li> <li>–На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;</li> <li>–Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.</li> <li>–Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;</li> </ul>

- 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.
- **Гидравлический расчет необходимо осуществлять в программном продукте OISPipe.**
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/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 этапы;
- Максимально допустимое 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);
- 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:
  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

	<p>Приложении 2.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) «холодная» врезка,</li> <li>б) врезка тройником,</li> <li>в) подключение в существующую задвижку</li> </ul> </li> <li>–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);</li> <li>–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.</li> <li>–Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</li> <li>–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;</li> <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 соответствующие 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>–При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
<p>6. ОТ, ПБ и ООС</p>	<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>



<p>7. Особые условия</p>	<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 ПТС управления «Сервис-нефть» 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>
<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»



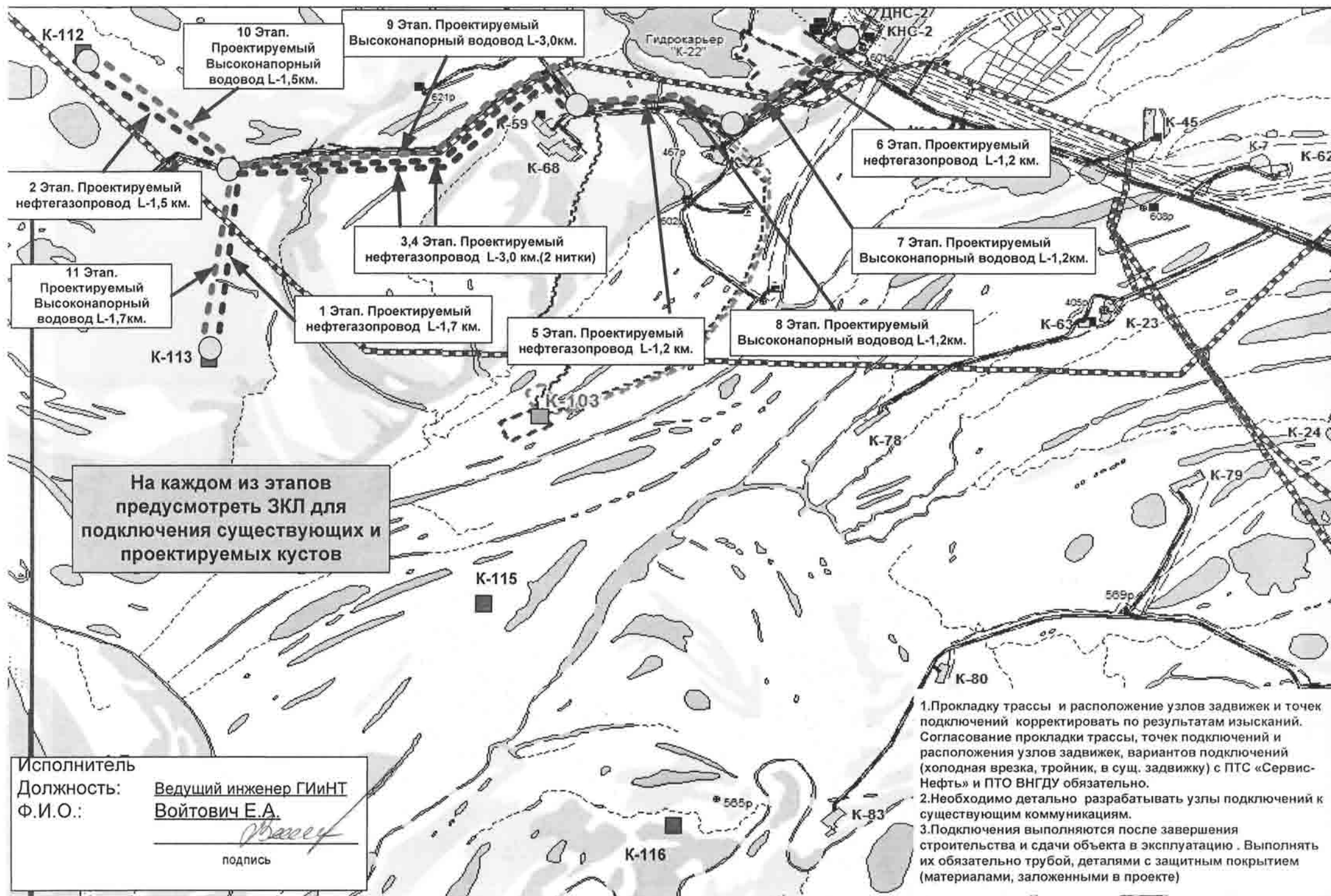
М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин





## 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:

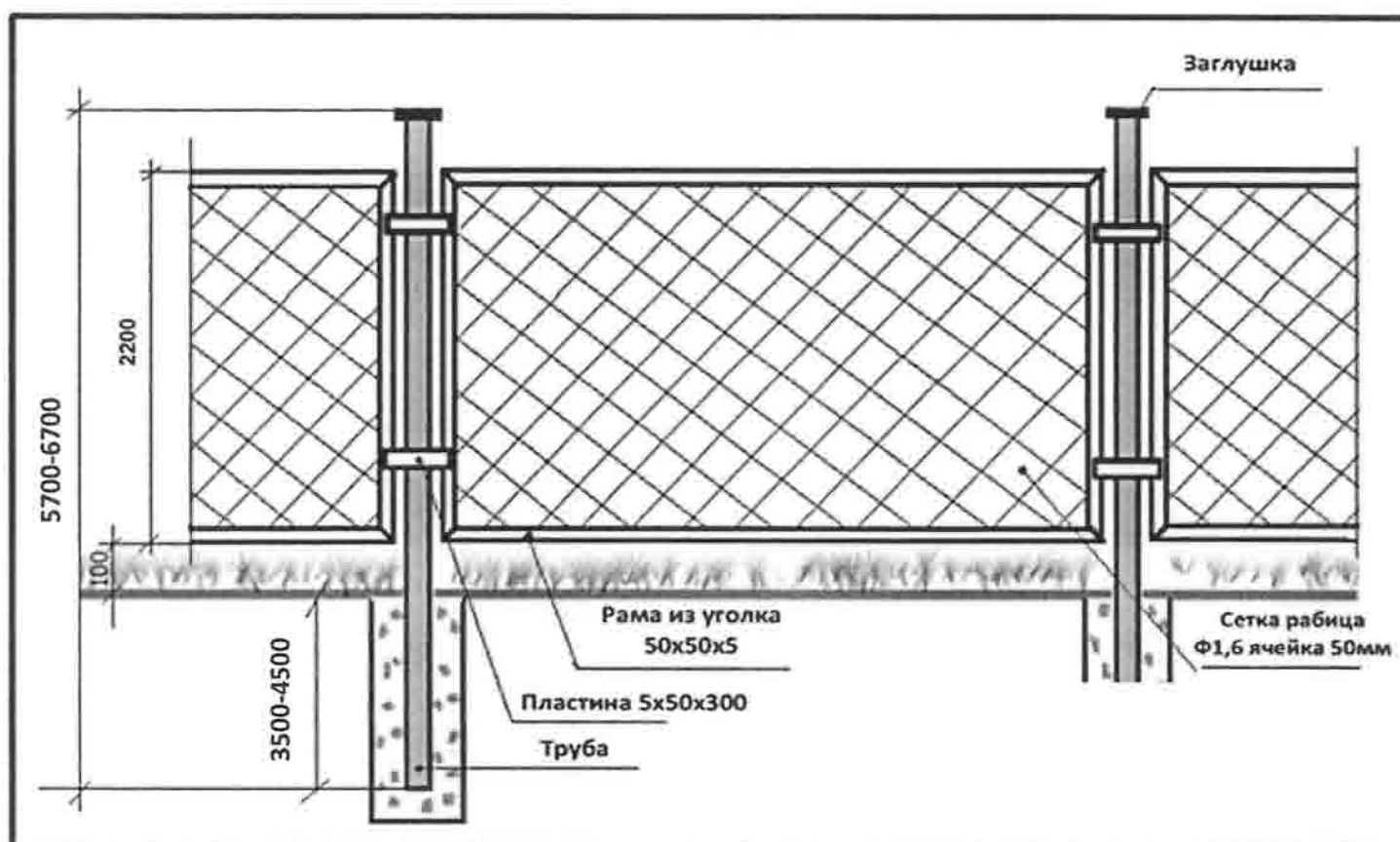
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- 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/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

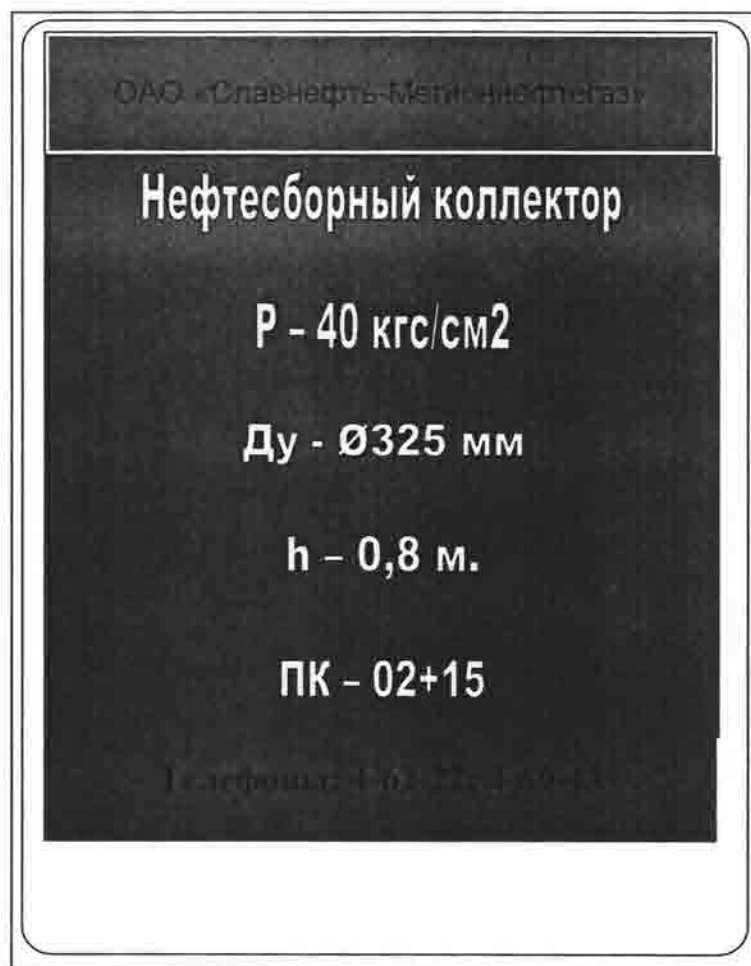
Телефон:

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

17 02 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ВКС- 336  
от \_\_\_\_\_ 2015 г.

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

О предоставлении ТУ

**Уважаемый Ильдар Гарифуллович!**

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-61  
Мегионского м/р, КП-111, 112, 113, 115, 116 Северо-Покурского м/р.

Приложение: 1. ТУ №37-2015 от 17.02.2015г. - 4 листа в 1 экз.;  
2. ТУ №38-2015 от 17.02.2015г. - 4 листа в 1 экз.;  
3. ТУ №39-2015 от 17.02.2015г. - 6 листов в 1 экз.;  
4. ТУ №40-2015 от 17.02.2015г. - 6 листов в 1 экз.;  
5. ТУ №41-2015 от 17.02.2015г. - 6 листов в 1 экз.



**В.Е. Сыровежкин**

Технические условия № 39-2015 от 17.04.2015г.  
на электроснабжение КП-112 Северо-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность – 810 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/512 от 25.02.2014г., выданных ООО «МЭН» на реконструкцию ПС-35/6кВ «КНС-2бис».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-112 Северо-Покурского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-112 Северо-Покурского 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 опора №4 ВЛ-6кВ Ф-3 ПС-35/6кВ «КНС-2бис». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- существующая опора №5 ВЛ-6кВ Ф-13 ПС-35/6кВ «КНС-2бис». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-2бис» 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-112 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.

2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-112 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 однострансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

2.1.10. Капитку 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-112.
- 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-112 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. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 2.1.21. 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.
- 2.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.23. 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».
- 2.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.26. 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».
- 2.1.1. 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-112 Северо-Покурского месторождения нефти:
  - 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
  - 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
  - 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-3, 13 ПС-35/6кВ «КНС-2бис» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин







К-60, 89

426р



Трасса прохождения  
ВЛ-6кВ на КП-112

КП-112







Технические условия № 40-2015 от 18.02.2015г.  
на электроснабжение КП-113 Северо-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность – 450 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/512 от 25.02.2014г., выданных ООО «МЭН» на реконструкцию ПС-35/6кВ «КНС-2бис».
- 1.2. Выполнение технических условий №02-14/3921 от 19.12.2012г., выданных ООО «МЭН» на электроснабжение КП-103.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-113 Северо-Покурского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:
  - 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-113 Северо-Покурского 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 – проектируемые ВЛ-6кВ на КП-103. Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опор в точке врезки.
  - 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-2бис» 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-113 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-113 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-113.

- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-113 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, проверку 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. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 2.1.21. 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.
- 2.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.23. 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».
- 2.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.26. 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».
- 2.1.1. 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-113 Северо-Покурского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
  - 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
  - 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-3, 13 ПС-35/6кВ «КНС-2бис» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин