

УТВЕРЖДАЮ:

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

А.М. Пятаев

2015 г.

Задание на проектирование № 57-15
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин №№108,109,110,111»

1. Наименование объекта	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №№108,109,110,111
2. Географическое положение объекта	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский 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	2018г.
9. Стадия проектирования	Проектная документация, рабочая документация.
10. Условия ввода в эксплуатацию	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11. Потребность в инженерных изысканиях	<ul style="list-style-type: none"> - Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012 для строительства кустов скважин №№108,109,110,111с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог. - Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. - Согласовать задание на инженерные изыскания и прохождение трасс коммуникаций - с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;

	<p>- Предоставить 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;</p> <p>- 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».</p>		
12.	Требования к выделению пусковых комплексов		
	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. <u>Этапы строительства согласовать с Заказчиком.</u></p>		
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования		
13.1	<u>Куст скважин №108 – 12 скважин</u>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Автодорога на куст скважин №108	0,2	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №108, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение 2)	0,2	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №108, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение 2)	0,2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.108 – т.вр. К.85- согласно ТУ (приложение 1)	0,3	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр. к.85 – т.вр. К.76 - согласно ТУ (приложение 1)	4,5	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр. 69,76 – К.108 - согласно ТУ (приложение 1)	4,8	Возможна корректировка
13.2	<u>Куст скважин №109 – 12 скважин</u>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Автодорога на куст скважин №109	3,5	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №109, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	3,5	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №109, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	3,5	Возможна корректировка
	Реконструкция ВЛ, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	8,5	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод К.109 – т.вр. К.69- согласно ТУ (приложение №1)	3,7	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр. К.69 – т.вр. К.69,76-	1,9	Возможна корректировка

согласно ТУ (приложение №1)		
Нефтегазопровод т.вр. К.69,76 – т.вр. К32- согласно ТУ (приложение №1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.К.43 – т.вр. К.32 -согласно ТУ (приложение №1)	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.К.32– т.вр. К.69,76 - согласно ТУ (приложение №1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.К.69,76– т.вр. К.69 - согласно ТУ (приложение №1)	1,9	Возможна корректировка

13.3 Куст скважин №110 – 12 скважин

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин №110	0,2	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №110, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	3,0	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №110, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	3,0	Возможна корректировка
Нефтегазопровод К.110 – т.вр. К.69,76- согласно ТУ (приложение №1)	3,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.К.32 – т.вр. К.43- согласно ТУ (приложение №1)	1,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр. К.43 – т.вр. К.27,27бис- согласно ТУ (приложение №1)	3,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр. К.27,27бис – ДНС-1- согласно ТУ (приложение №1)	3,3	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.К.76 – К.110 – согласно ТУ (приложение №1)	2,6	Возможна корректировка

13.4 Куст скважин №111 – 12 скважин

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин №111	0,2	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №111 - согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	2,2	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №111 - согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	2,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.111 – т.вр.в н/сб с К.39,50- согласно ТУ(приложение №1)	3,1	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. Ф273 (2 нитки) – К.111 - согласно ТУ (приложение №1)	3,1	Возможна корректировка

	Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов кустов №№108,109,110,111, основные показатели разработки, планируемое погружное оборудование представлены в приложениях №1 к заданию на проектирование.
14.	Требования к техническим решениям
	<ul style="list-style-type: none"> - Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением 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/см², 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 двух-трубной 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 аншлаги с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным актам заказчика;

- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи:

- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;

- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);

- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, 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 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);

- 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);

	<ul style="list-style-type: none"> – 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; – Кустовые площадки №№107,108,109,110,111 расположена за пределами границ территории традиционного природопользования; – 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); – 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). – 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;

	<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 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод»; – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации

	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ; – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013; – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации; – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №107, 111», «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №108,109, 110»;</p> <p>Приложение № 2.1 «Технические условия на электроснабжение куст скважин №111 Северо-Покурского месторождения»- №38-2015 от 17.02.2015г;</p> <p>Приложение № 2.2 «Технические условия на электроснабжение куст скважин №108 Северо-Покурского месторождения»- №65-2015 от 11.03.2015г;</p> <p>Приложение № 2.3 «Технические условия на электроснабжение куст скважин №110 Северо-Покурского месторождения»- №64-2015 от 11.03.2015г;</p> <p>Приложение № 2.4 «Технические условия на электроснабжение куст скважин №109 Северо-Покурского месторождения»- №47-2015 от 20.02.2015г;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первых скважины и НДС»;</p> <p>Приложение № 6 «Схемы разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемых кустов скважин №108,109,110,111 Северо-Покурского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Покурского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «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>
25.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
26.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения

	государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика; – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls; – В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования); – Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10); – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.xml, *.xls; – Расчет стоимости работ, согласно Приложению № 14, включить в состав пояснительной записки; – Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком; – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией; – После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).
31.	Особые условия
	<ul style="list-style-type: none"> – На начальном этапе проектирования для принятия основных проектных решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»; – 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.); – 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. – Требования к площадкам складирования леса: <ol style="list-style-type: none"> 1. Подлежащий складированию лес длиной -12м., 2. Диаметр хлыстов - не менее 16 см., всё что менее подлежит захоронению вместе с лесопорубочными остатками - вдоль кромки вырубki. 3. 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. <ul style="list-style-type: none"> – 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:

№	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	<p>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».</p> <p>Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК (запросить дополнительно).</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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						
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ; – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». 						
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ						
	Не требуется						

Исполнитель:
Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



А.Б.Романенко

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 57-15
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин №№ 108,109,110,111»

<p>Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p>Седакин А.С.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p>Мережкин Р.А..</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник НГП-3 ВНГДУ</p> <p>Коваленко В.С.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p>Лешенко Е.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Зам. начальника ООПР ДПИРиВОЭ УКСиРО</p> <p>Игнатов С.В.</p> <p>" " 2015г.</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 Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин № 107, 111»**

1.	Наименование объекта																		
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин № 107, 111.																		
2.	Географическое положение объекта																		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский 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 № 107 – 12 скважин:</u>																		
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 107</td><td>1,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №107 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №107 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.107 – т.вр. в н/сб с к.39,50 (Приложение № 1)</td><td>1,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. Ф273 (2 нитки) – к. 107 (Приложение № 1)</td><td>1,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">– 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;	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 107	1,9	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №107 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,7	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №107 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.107 – т.вр. в н/сб с к.39,50 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. Ф273 (2 нитки) – к. 107 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 107	1,9	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №107 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,7	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №107 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,7	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.107 – т.вр. в н/сб с к.39,50 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка																	
Высоконапорный водовод т.вр. Ф273 (2 нитки) – к. 107 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка																	

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 107:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	107	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 107 представлено в **Приложении № 4**.

Куст скважин № 111 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутривнепромысловая до куста скважин № 111	0,2	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №111 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,2	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №111 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.111 – т.вр. в н/сб с к.39,50 (Приложение № 1)	3,1	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. Ф273 (2 нитки) – к. 111 (Приложение № 1)	3,1	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 № 111:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	111	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 № 111 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/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- 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 нефтебора;
- 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 № 107:
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 111:
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 аншлаги 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,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, 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

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

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.)

Параметры здания блока БМА:

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>
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. – Кустовые площадки № 107 и № 111 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения 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 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 .

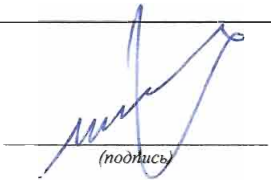
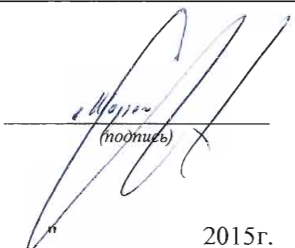
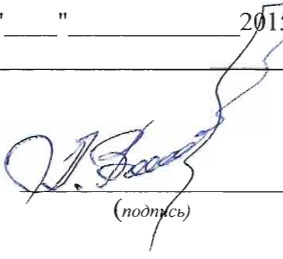
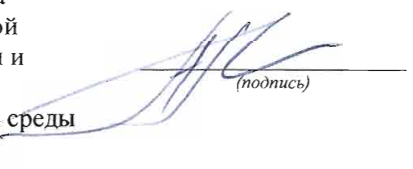
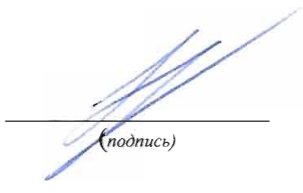
	При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального 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 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), СНиП 2.01.51-90, 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 25.12.2012 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> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p> <p>Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</p>
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 Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин № 107, 111»

<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:

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 № 108, 109, 110»

1.	Наименование объекта																					
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин № 108, 109, 110.																					
2.	Географическое положение объекта																					
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский 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 № 108 – 12 скважин:</u>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 108</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №108 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №108 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.108 – т.вр.к.85 (Приложение № 1)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.85 – т.вр.к.76 (Приложение № 1)</td><td>4,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.69,76 – к.108 (Приложение № 1)</td><td>4,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 108	0,2	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №108 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №108 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.108 – т.вр.к.85 (Приложение № 1)	0,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.85 – т.вр.к.76 (Приложение № 1)	4,5	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.69,76 – к.108 (Приложение № 1)	4,8	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 108	0,2	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №108 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №108 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.108 – т.вр.к.85 (Приложение № 1)	0,3	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод т.вр.к.85 – т.вр.к.76 (Приложение № 1)	4,5	Возможна корректировка																				
Высоконапорный водовод т.вр.к.69,76 – к.108 (Приложение № 1)	4,8	Возможна корректировка																				
	<ul style="list-style-type: none">– 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 № 108:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	108	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 108 представлено в Приложении № 4.

Куст скважин № 109 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 109	3,5	Возможна корректировка
Реконструкция ВЛ согласно ТУ (Приложение №2)	8,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №109 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №109 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.109 – т.вр.к.69 (Приложение № 1)	3,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.69 – т.вр.к.69,76 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.69,76 – т.вр.к.32 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.43 – т.вр.к.32 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.32 – т.вр.к.69,76 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.69,76 – т.вр.к.69 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка

Высоконапорный водовод т.вр.к.69 – к.109 (Приложение № 1)	3,7	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 № 109:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефтн	%
Северо-Покурское	109	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 109 представлено в **Приложении № 4**.

Куст скважин № 110 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 110	0,2	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №110 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,0	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №110 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,0	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.110 – т.вр.к.69,76 (Приложение № 1)	3,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.32 – т.вр.к.43 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.43 – т.вр.к.27,276 (Приложение № 1)	3,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.27,276 – ДНС-1 (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.76 – к.110 (Приложение № 1)	2,6	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 № 110:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	110	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 110 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/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- 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 № 108:
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 109:
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 110:
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, 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

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

	<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 легкобросываемые 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> <p>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p>
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. – Кустовые площадки № 108, 109, 110 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения 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: – 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 кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной

	<p>безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных 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»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p>

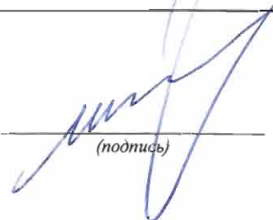
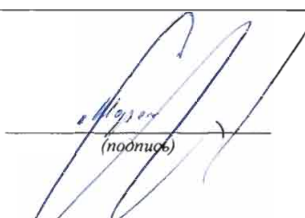
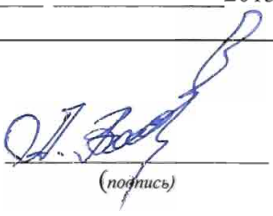
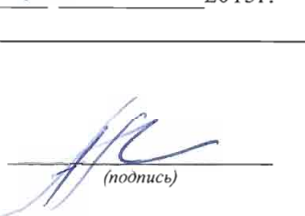

	Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы 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 Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин № 108, 109, 110»

<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. " " 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>	

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

« / » М.Г. Разин 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин №№ 107,111»

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	Нефтегазопровод «к.107 -т.вр. в н.сб с к.39,50» Нефтегазопровод «к.111- т.вр. в н.сб с к.39,50» Высоконапорный водовод «т.вр. Ф273(2 нитки)- к.107» Высоконапорный водовод «т.вр. Ф273(2 нитки)- к.111»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	1 этап. Нефтегазопровод «к.107 - т.вр. в н.сб с к.39,50»» От к.107 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 760/380$ Давление в точке подключения – $16,5 \text{ кгс/см}^2$ Диаметр в точке подключения – 273,219мм., дополнительно предусмотреть подключение в проектируемый нефтегазопровод по проекту ш. 92-13. 2 этап. Нефтегазопровод «к.111- т.вр. в н.сб с к.39,50» От к.111 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 760/380$ Давление в точке подключения – $11,5 \text{ кгс/см}^2$, дополнительно определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 273,219мм., дополнительно предусмотреть подключение в проектируемый нефтегазопровод по проекту ш. 92-13. 3 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. Ф273(2 нитки)- к.107» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.107 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 836$. Давление в точке подключения – 126 кгс/см^2 Диаметр в точке подключения – 273мм. (2 нитки)

	<p>4 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. Ф273(2 нитки)-к.107»</p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.111</p> <p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 836$.</p> <p>Давление в точке подключения – 112 кгс/см^2</p> <p>Диаметр в точке подключения – 273мм. (2 нитки)</p> <p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> –Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; –Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; –На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; –Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. –Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет; –Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1); –На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин. –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;

– 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 подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;

– Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);

– Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;

2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

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

– Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

– Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

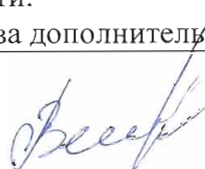
в) подключение в существующую задвижку

– В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить 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

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

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

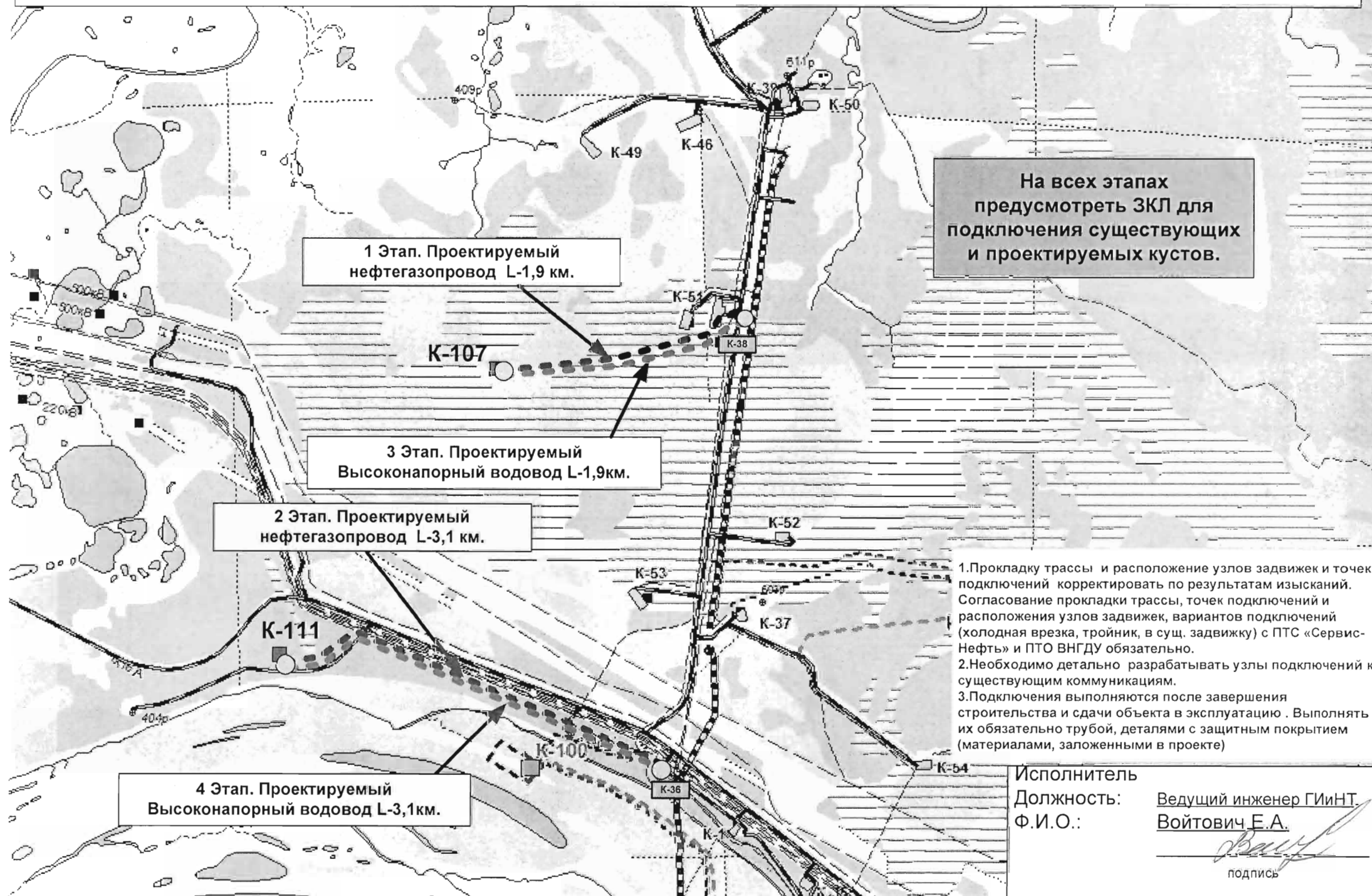


М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО СН-МНГ

Р.А. Мережкин



Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИиНТ.

Войтович Е.А.

подпись

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 №№108,109,110»

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.109-т.вр.к.69»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.69- т.вр.к.69,76»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.69,76- т.вр.к.32»</p> <p>Нефтегазопровод «к.108-т.вр.к.85»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.85-т.вр.к.76»</p> <p>Нефтегазопровод «к.110-т.вр.к.69,76»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.32-т.вр.к.43»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.43-т.вр.к.27,276»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.27,276-ДНС-1»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр. к.43-т.вр.к.32»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.32-т.вр.к.69,76»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.69,76-т.вр.к.69»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.69-к.109»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.69,76- к.108»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.76-к.110»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.109-т.вр.к.69» От к.109 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 760/380$ Давление в точке подключения – $17,3 \text{ кгс}/\text{см}^2$ Диаметр в точке подключения – 114мм.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.69- т.вр.к.69,76» От т.вр.к.69 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Давление в точке подключения – $16 \text{ кгс}/\text{см}^2$ Диаметр в точке подключения – 159мм.</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.69,76- т.вр.к.32» От т.вр.к.69,76 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Давление в точке подключения – $14,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$ Диаметр в точке подключения – 159мм.</p> <p>4 этап. Нефтегазопровод «к.108-т.вр.к.85» От к.108 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-</p>

Покурского месторождения нефти.
Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 760/380$
Давление в точке подключения – $19,5 \text{ кгс/см}^2$
Диаметр в точке подключения – 159мм.

5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.85-т.вр.к.76»

От т.вр.к.85 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.
Давление в точке подключения – 16 кгс/см^2
Диаметр в точке подключения – 159мм.

6 этап. Нефтегазопровод «к.110-т.вр.к.69,76»

От к.110 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.
Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 760/380$
Давление в точке подключения – 116 кгс/см^2
Диаметр в точке подключения – 159мм.

7 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.32-т.вр.к.43»

От т.вр.к.32 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.
Давление в точке подключения – 13 кгс/см^2
Диаметр в точке подключения – 219,273мм.

8 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.43-т.вр.к.27,276»

От т.вр.к.43 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.
Давление в точке подключения – 10 кгс/см^2
Диаметр в точке подключения – 273мм.

9 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.27,276-ДНС-1»

От т.вр.к.27,276 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.
Давление в точке подключения – $4,5 \text{ кгс/см}^2$
Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

10 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.43-т.вр.к.32»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на кусты 108,109,110 Северо-Покурского м/р.
Давление в точке подключения – 100 кгс/см^2
Диаметр в точке подключения – 168мм.

11 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.32-т.вр.к.69,76»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на кусты 108,109,110 Северо-Покурского м/р.
Давление в точке подключения – 98 кгс/см^2
Диаметр в точке подключения – 159мм.

	<p>12 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.69,76-т.вр.к.69» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к. 109 Северо-Покурского м/р. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 114мм.</p> <p>13 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.69- к.109» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на куст №.109 Северо-Покурского м/р. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 836$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>14 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.69,76- к.108» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 м/р на к. 108 Северо-Покурского м/р. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 836$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>15 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.76-к.110» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к. 110 Северо-Покурского м/р. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 836$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> –Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13

ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.

- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком.
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие и проектируемые трубопроводы, так же в расчете учесть проектируемый куст № 21 Северо-Ореховского м/р., исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги

выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

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

–Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

- а) «холодная» врезка,
- б) врезка тройником,
- в) подключение в существующую задвижку

–В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить 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;

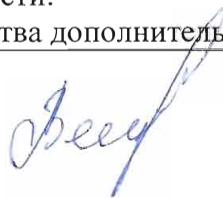
–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

–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

	<p>щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО ВНГДУ и ПТС управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

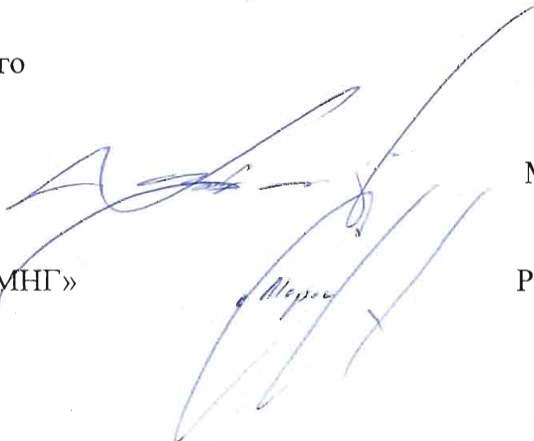
Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

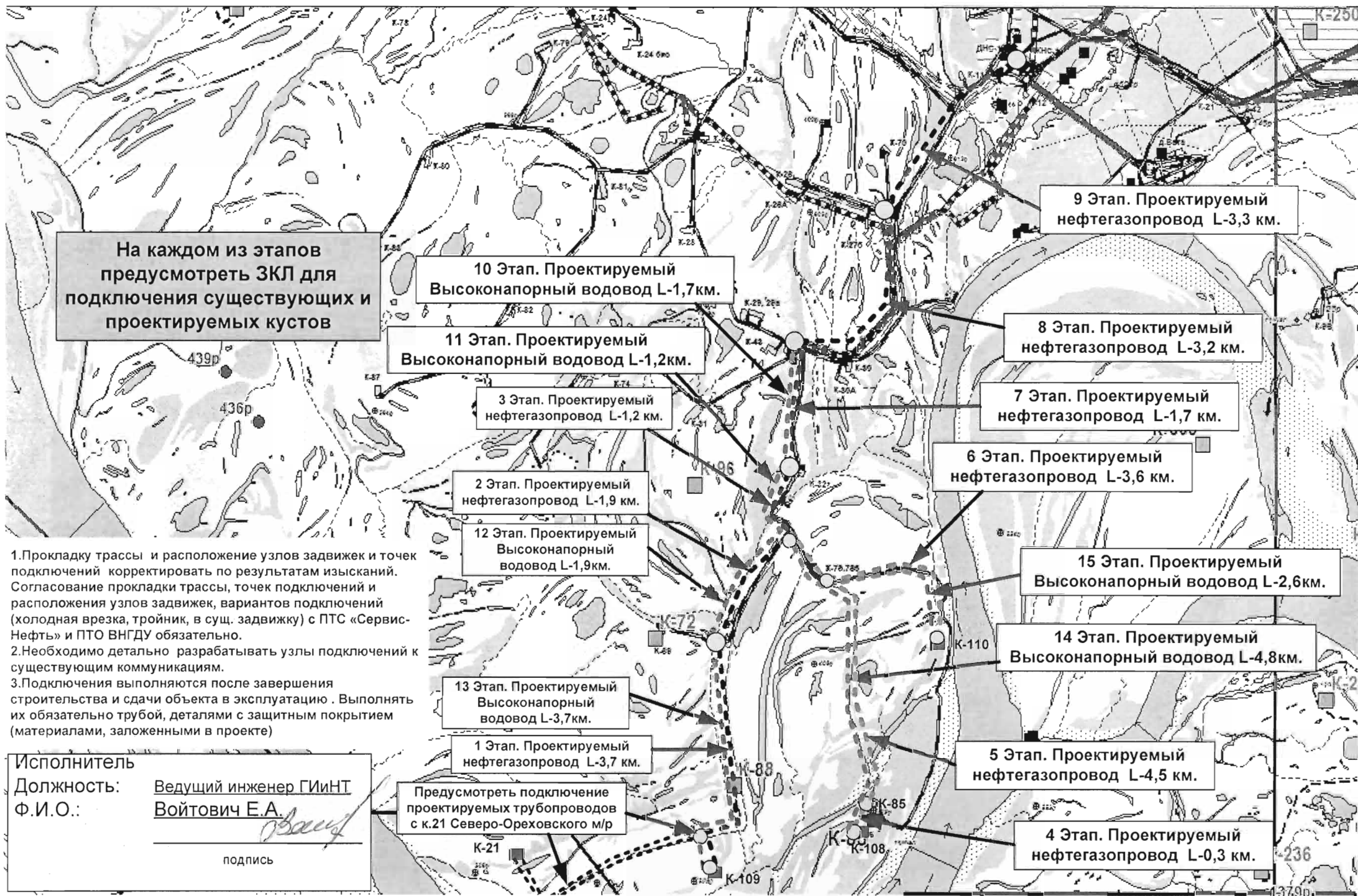


М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Р.А. Мережкин



«О выдаче ТУ»

Приложение к письму № _____ от _____

Технические условия № 38-2015 от 17.02.2015г
на электроснабжение КП-111 Северо-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность – 450 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/643 от 13.03.2013г., выданных ООО «МЭН» на реконструкцию ПС-35/6кВ «Западная».
- 1.2. Выполнение технических условий №02-14/3876 от 13.12.2012г., выданных ООО «МЭН» на электроснабжение КП-100.

2. Со стороны подрядной организации:

2.1. Разработать проект электроснабжения КП-111 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-111 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-100. Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опор в точке врезки.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-37», ПС-35/6кВ «Западная» 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-111 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-111 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 конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-111.

- 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-111 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-111 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.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

В.Е. Сыровежкин

220кВ

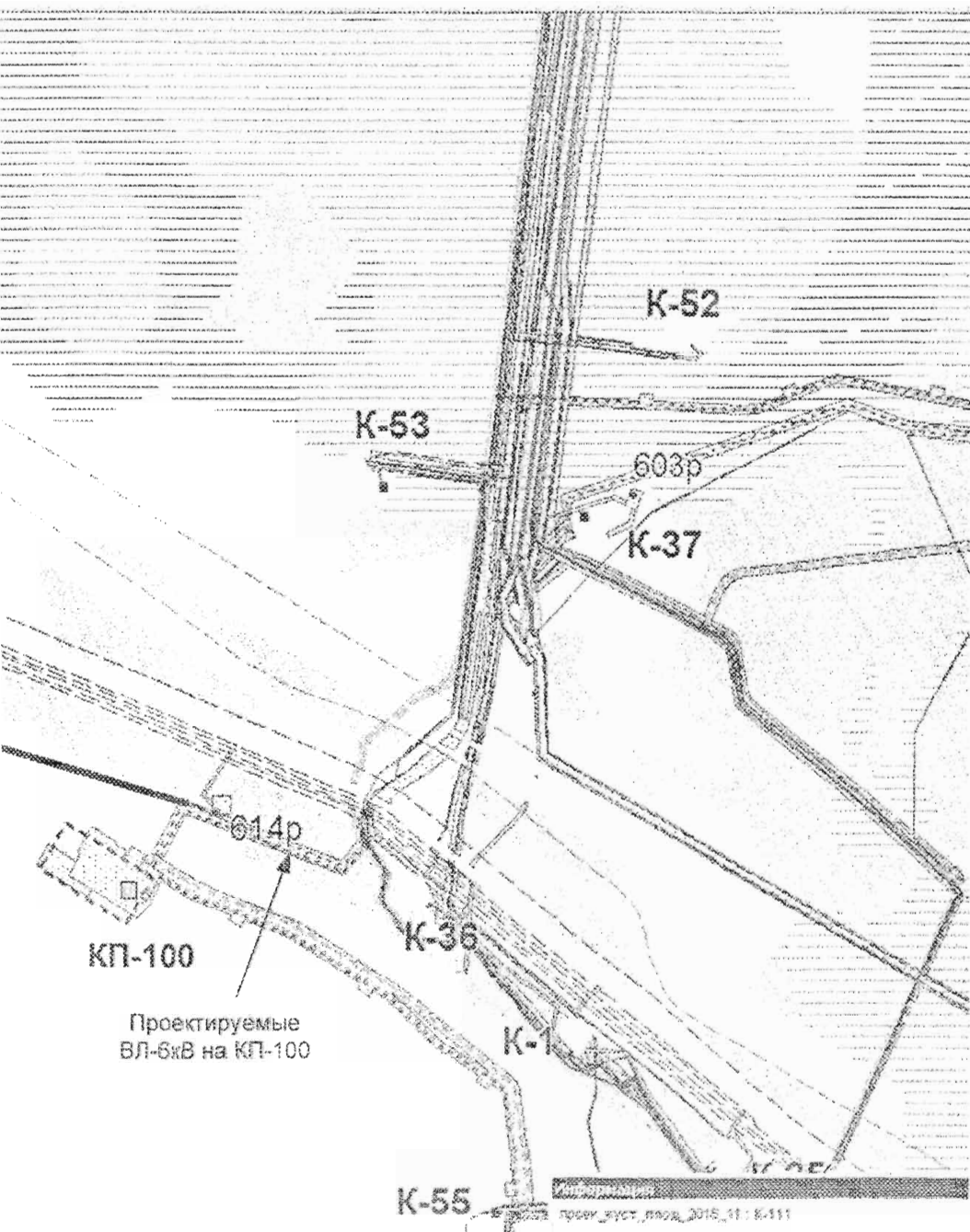
8

КП-111

8(16)А

404p

Проектируемые
ВЛ-6кВ на КП-111



проект, лист 2015_11: K-111

Копия

колоретная, лис

K-1

объект: 4 в 2 таблиц

«ОАО «МЭН»

Технические условия № 65-2015 от 11.03.2015г.
на электроснабжение КП-108 Северо-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность – 594 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №47-2015 от 20.02.2015г., выданных ООО «МЭН» на электроснабжение КП-109 Северо-Покурского м/р.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-108 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-108 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-109 Северо-Покурского м/р. Номер опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-43» 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-108 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.

- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-108 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 стел-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. 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-108.

- 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-108 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. 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 вырубki 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-108 Северо-Покурского 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»

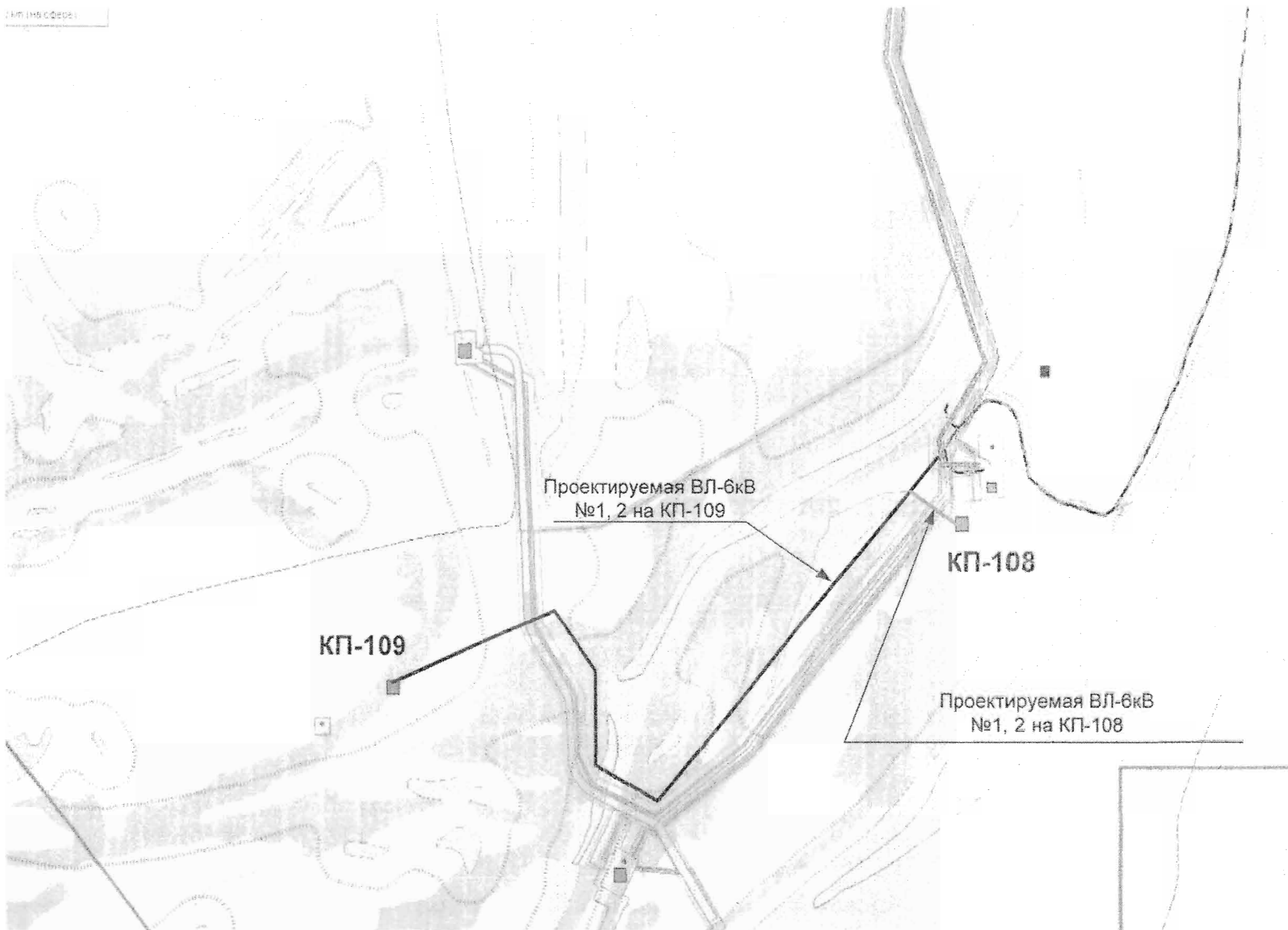


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровецкий



Технические условия № 64-2015 от 11.03.2015г.,
на электроснабжение КП-110 Северо-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность – 450 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №47-2015 от 20.02.2015г., выданных ООО «МЭН» на электроснабжение КП-109 Северо-покурского м/р.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-110 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-110 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 №138 ВЛ-6кВ Ф-11 ПС-35/6кВ «Куст-27». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- существующая опора №66 ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-43». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-43» 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-110 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.

2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-110 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 стел-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-110.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пласечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-110 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 вырубki 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 КИ-110 Северо-Покурского 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»

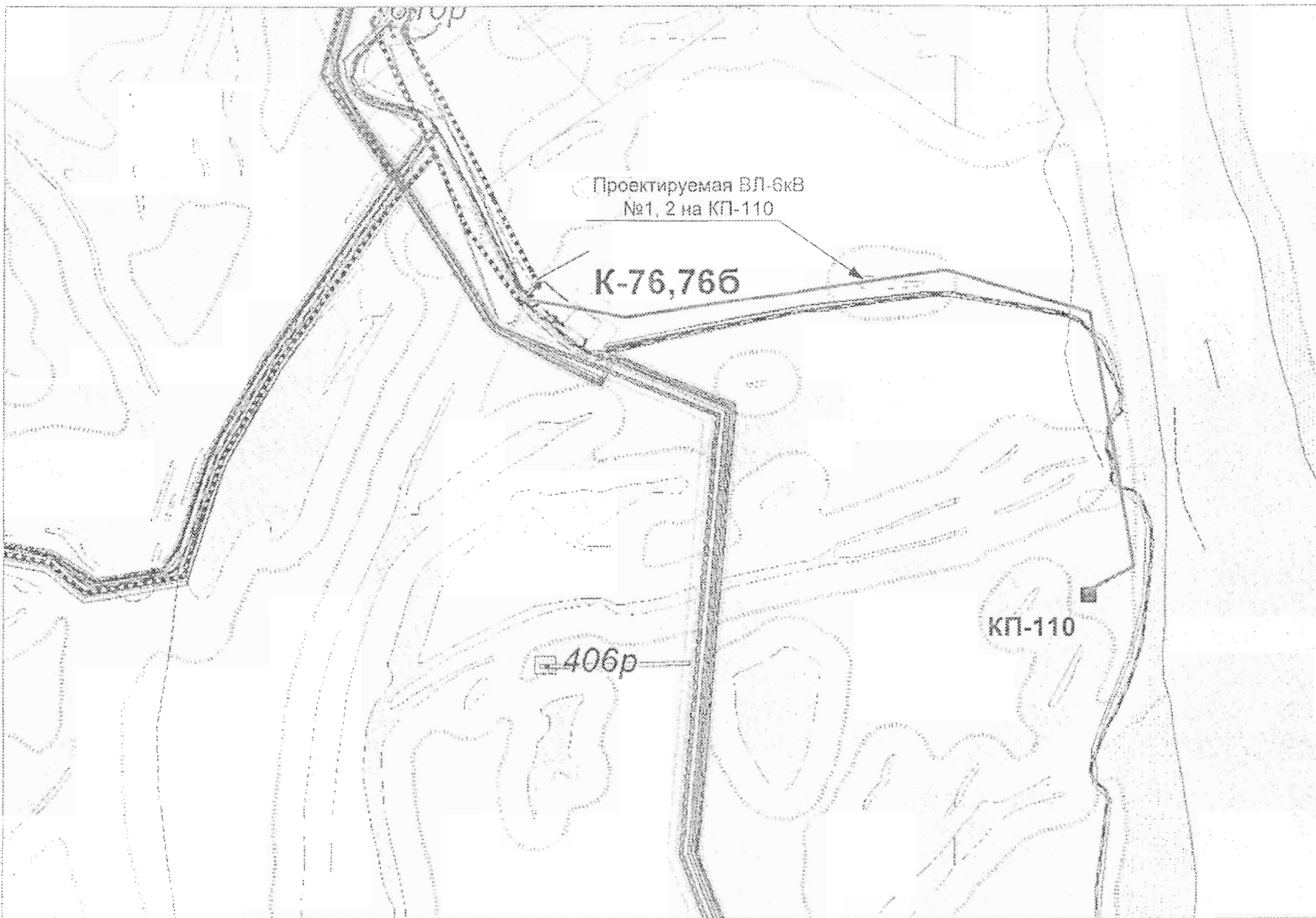


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровецкий



«О выдаче ТУ»

Приложение к письму № _____ от _____

Технические условия № 47-2015 от 20.02.2015г.
на электроснабжение КП-109 Северо-Покурское м/р.

Запрашиваемая мощность: КП-109 Северо-Покурское м/р. – 595 кВт

I. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-109 Северо-Покурское месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-109 Северо-Покурское м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».

1.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.

1.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.

1.1.4. Предусмотреть пять этапов подключения, все трассы прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН»:

1.1.4.1. I этап:

- Строительство ВЛ-6кВ от яч.-6кВ №7 ПС 35/6кВ «Куст-43» до опоры № 72 ф-11 ПС 35/6кВ «Куст-27». Точный номер опоры в точке врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- Строительство ВЛ-6кВ от яч.-6кВ №3 ПС 35/6кВ «Куст-43» до опоры № 71 ф-11 ПС 35/6кВ «Куст-27». Точный номер опоры в точке врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- Демонтаж провода в пролёте опор №№71-72 ф-11 ПС 35/6кВ «Куст-27».

1.1.4.2. II этап:

- Монтаж провода в пролёте опор №№60-82 резервной ВЛ-6кВ на КП-85. Точные номера опор определить при проектировании.

- Строительство ВЛ-6кВ от опоры №60 резервной ВЛ-6кВ на КП-85 до опоры №59 существующей ВЛ-6кВ ф-4 ПС 35/6кВ «Куст-43». Точные номера опор в точках врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точках врезки.

- Демонтаж провода в пролёте опор №№50-59 ВЛ-6кВ ф-4 ПС 35/6кВ «Куст-43». Точные номера опор определить при проектировании.

- Замена провода на А-120 в пролёте опор №№1-60 ВЛ-6кВ ф.8 ПС 35/6кВ «Куст-43».

1.1.4.3. III этап:

- Демонтаж провода в пролёте опор №№49-50 ф-8 ПС 35/6кВ «Куст-43».

- Строительство ВЛ-6кВ от опоры №1/51В ф-4 ПС 35/6кВ «Куст-43» до опоры №50 ВЛ-6кВ ф.8 ПС 35/6кВ «Куст-43». Точные номера опор в точках врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точках врезки.

1.1.4.3. IV этап:

- Замена опор ВЛ-6кВ и провода на А-120 в пролёте опор №№3-38 ВЛ-6кВ ф.4 ПС 35/6кВ «Куст-43».

- Демонтаж провода в пролёте опор №№1/51В-1/52 ф-4 ПС 35/6кВ «Куст-43».
- Строительство ВЛ-6кВ от опоры №49 ф-8 ПС 35/6кВ «Куст-43» до опоры №1/52 ф.4 ПС 35/6кВ «Куст-43». Точные номера опор в точках врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точках врезки.

1.1.4.4. V этап:

- Строительство двух ВЛ-6кВ от ф-8 ПС 35/6кВ «Куст-43» и резервной ВЛ-6кВ на КП-85 до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-109 Северо-Покурского м/р. Номера опор в точках врезки определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точках врезки.
- 1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-43» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 1.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-109, существующих КТПН-6/0,4кВ КП №№32,Р-610,76,69,85– в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 1.1.7. Пункты АВР-6кВ на КП-109,76 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 1.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стоек-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 1.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 1.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пунктов АВР-6кВ.
 - 1.1.11. Линейные разъединители на первых отпасах и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-109.
 - 1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пласечных зажимов.
 - 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-109 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
 - 1.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
 - 1.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
 - 1.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
 - 1.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока
 - 1.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зямляками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».

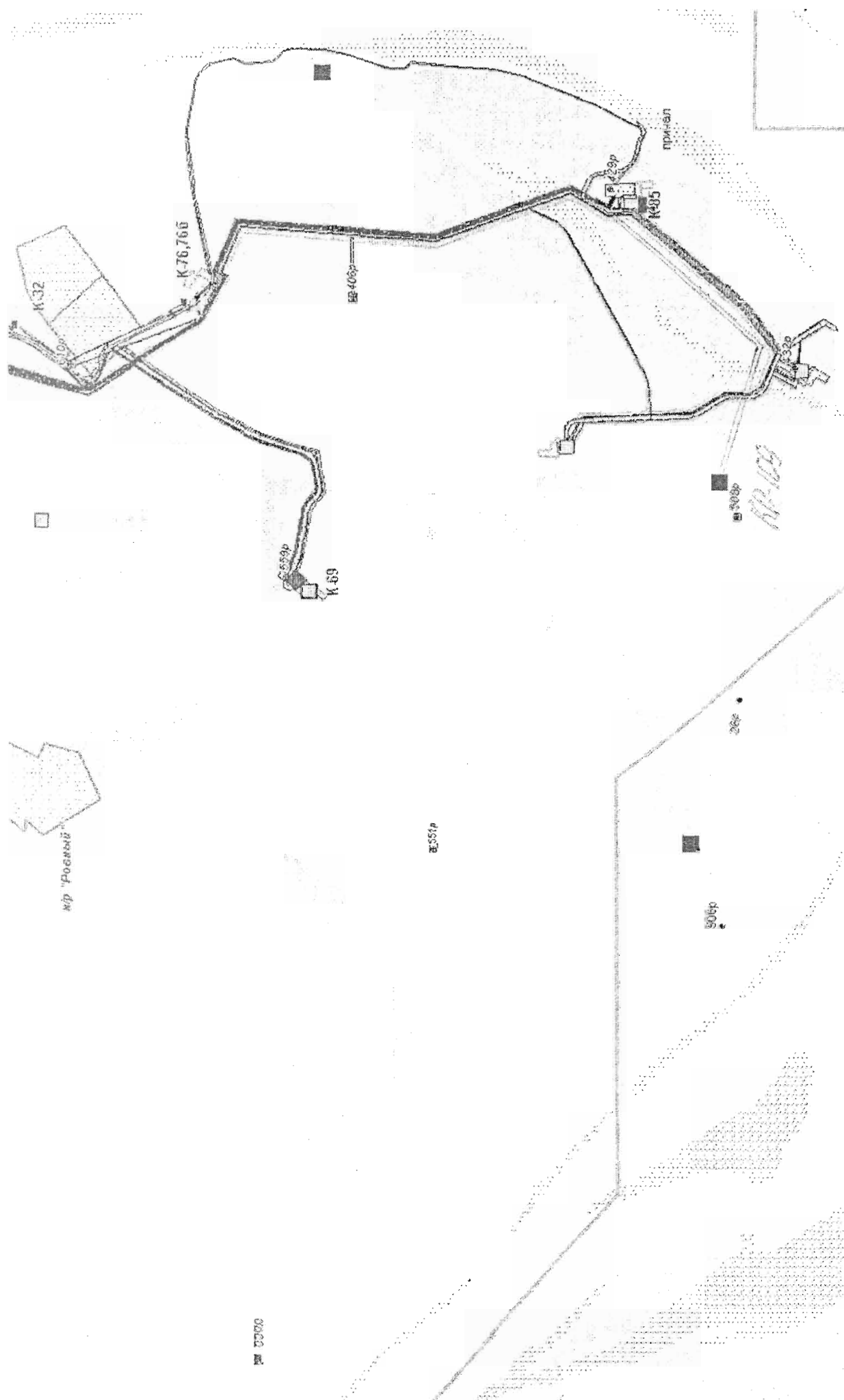
- 1.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 1.1.21. 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.
- 1.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.1.23. 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».
- 1.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 1.2. Проект, выполненный в соответствии с п.1.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 1.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 1.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.1.2. настоящих технических условий проектной документации.
2. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-109 Северо-Покурского м/р.:
 - 2.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
 - 2.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
 - 2.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
3. 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. Сыровосжкин



Приложение №3

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 108 Северо-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	108	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

Динамика основных показателей разработки КП № 108 Северо-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №108										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	48,7	70,6	38,2	35,9	33,1	30,3	27,9	26,5	25,3	23,9
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	115,0	222,2	166,4	169,9	170,4	169,9	169,9	169,9	170,4	169,9
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	141,1	295,7	295,7	295,7	296,5	295,7	295,7	295,7	296,5
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,0	4,3	2,3	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,5

Начальник ОГПИМПП



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 108 Северо-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темн-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отраб	без отраб								
Ватинское НГДУ															
1	Северо-Покурское	108	БВ8	12	6	4	2	0	760	380	836	БВ8 - 150	БВ8 - 61	БВ8 - 91	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"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 109 Северо-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	109	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

Динамика основных показателей разработки КП № 109 Северо-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №109										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	48,7	70,6	38,2	35,9	33,1	30,3	27,9	26,5	25,3	23,9
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	115,0	222,2	166,4	169,9	170,4	169,9	169,9	169,9	170,4	169,9
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	141,1	295,7	295,7	295,7	296,5	295,7	295,7	295,7	296,5
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,0	4,3	2,3	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,5

Начальник ОПиМПР



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 109 Северо-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпера град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Северо-Покурское	109	БВ8	12	6	4	2	0	760	380	836	БВ8 - 150	БВ8 - 61	БВ8 - 91	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"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 110 Северо-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	110	гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	80	40	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД отр	БВ8	60	30	40
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	80	40	40
		ППД	БВ8			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

Динамика основных показателей разработки КП № 110 Северо-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №110										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	50	72	41	39	37	35	33	31	29	28
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	117	222	166	170	170	170	170	170	170	170
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	146	307	307	307	307	307	307	307	307
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,0	4,4	2,5	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7

Начальник ОПиМПП



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 110 Северо-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпер-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Северо-Покурское	110	БВ8	12	6	4	2	0	760	380	836	БВ8 - 150	БВ8 - 61	БВ8 - 91	ЭЦП
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"



Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №111 Северо-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	111	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	

Динамика основных показателей разработки КП №111 Северо-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №111										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	50,0	71,7	41,0	39,4	37,1	34,8	32,7	30,9	29,3	27,6
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	117,3	222,2	166,4	169,9	170,4	169,9	169,9	169,9	170,4	169,9
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	146,3	306,6	306,6	306,6	307,4	306,6	306,6	306,6	307,4
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	2,7	3,9	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5

Начальник ОПиМГПР

А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 111 Северо-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	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	Северо-Покурское	111	AB1(3)	12	6	4	2	0	760	380	836	AB1(3)- 150	AB1(3) - 54	AB1(3) -72	ЭЦП
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"



Юрков И.С.

Начальник ОПиМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

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

26 11 2014 г.
На № МБ-957

№
от 25 11 2014 г.

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

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-957 от 25.11.2014г. направляю перечень скважин КП № 261 Ватинского месторождения, КП№№ 190, 191 Аганского месторождения, КП№№ 118, 117, 116, 115, 113, 112, 111, 110, 109, 108, 107 Северо-Покурского месторождения, КП№№ 77, 76 Ново-Покурского месторождения, КП№№ 68, 67, 66, 63, 62, 61 Мегионского месторождения, КП№ 52 Мыхпайского месторождения, КП №15 Южно-Аганского месторождения, КП№21 Северо-Ореховского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 25 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №108 Северо-Покурского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Северо-Покурское	***	108	гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	60	30	40	5-60-2200	45
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	60	30	40	5-60-2200	45
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД	Б8					
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД	Б8					
				Сумма	760	380			594
				Ср. Q	76	38			

Перечень скважин КП №109 Северо-Покурского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Северо-Покурское	***	109	гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	60	30	40	5-60-2200	45
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД, отр	Б8	60	30	40	5-60-2200	45
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД	Б8					
	***		гор с МГРП	Б8	80	40	40	5-80-2200	63
	***		ППД	Б8					
				Сумма	760	380			594
				Ср.Q	76	38			

Перечень скважин КП №110 Северо-Покурского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Северо-Покурское	***	110	гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	30	40	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	30	40	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД	AB1(3)					
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД	AB1(3)					
				Сумма	760	380			450
				Ср.Q	76	38			

Перечень скважин КП №111 Северо-Покурского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Северо-Покурское	***	111	гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	30	40	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	30	40	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД	AB1(3)					
	***		гор с МГРП	AB1(3)	80	40	40	5-80-1500	45
	***		ППД	AB1(3)					
					Сумма	760	380	450	
					Ср.Q	76	38		

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

16 января 2015 г.
На № _____

№ АН-586
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.	108	Северо-Покурское	757609	374901	210°.

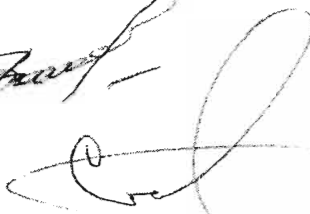
Примечание: ТТП-отсутствует.

/Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования



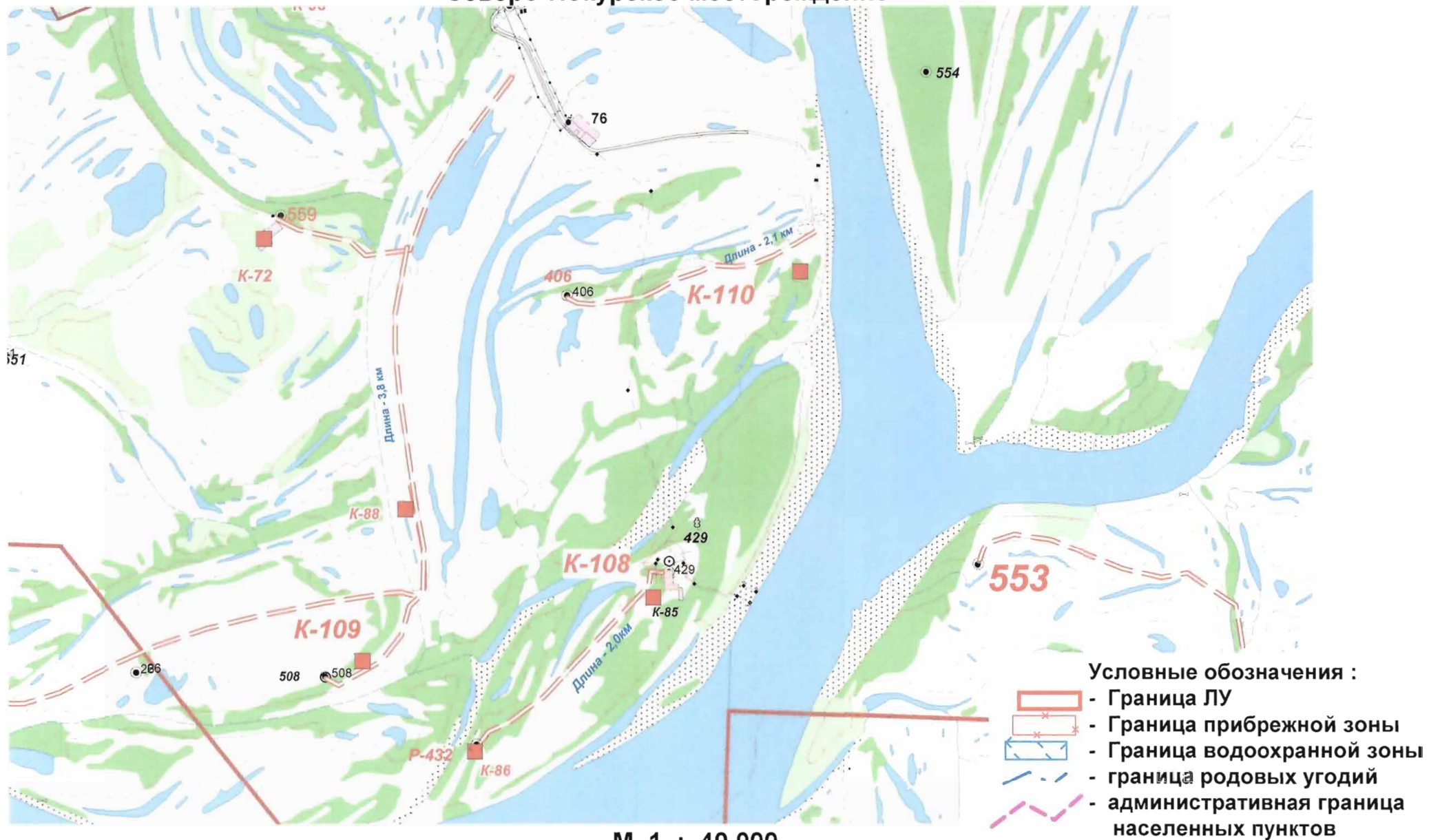
М.Ф.Старицын

Начальник отдела
земельных отводов



Д.В.Соловей

Северо-Покурское месторождение





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

На № 5 декабря 2014 г.

№ МН-506
от _____ 2014 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	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	109	Северо-Покурское	757122	372753	15°.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старицын

Северо-Покурское месторождение





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

На № 5 декабря 2014 г.

№ ОМН-516
от _____ 2014 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	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	110	Северо-Покурское	760112	376129	210°.

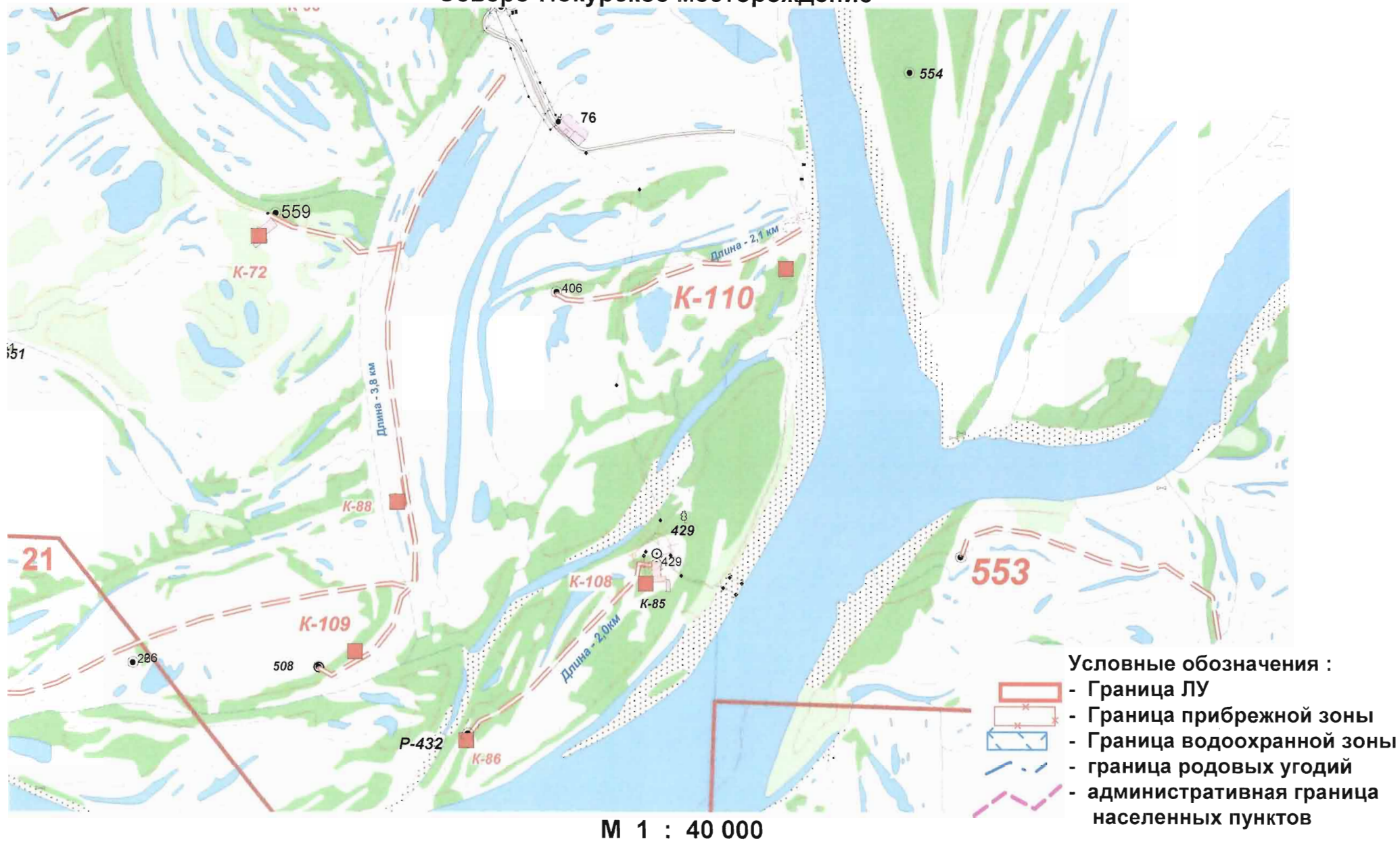
Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старицын

Северо-Покурское месторождение





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

16 января 2015 г.
На № _____

№ АН-596
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.	111	Северо-Покурское	776940	363650	90°.

Примечание: ТТП-отсутствует.

/Главный маркшейдер

А.А.Новичков

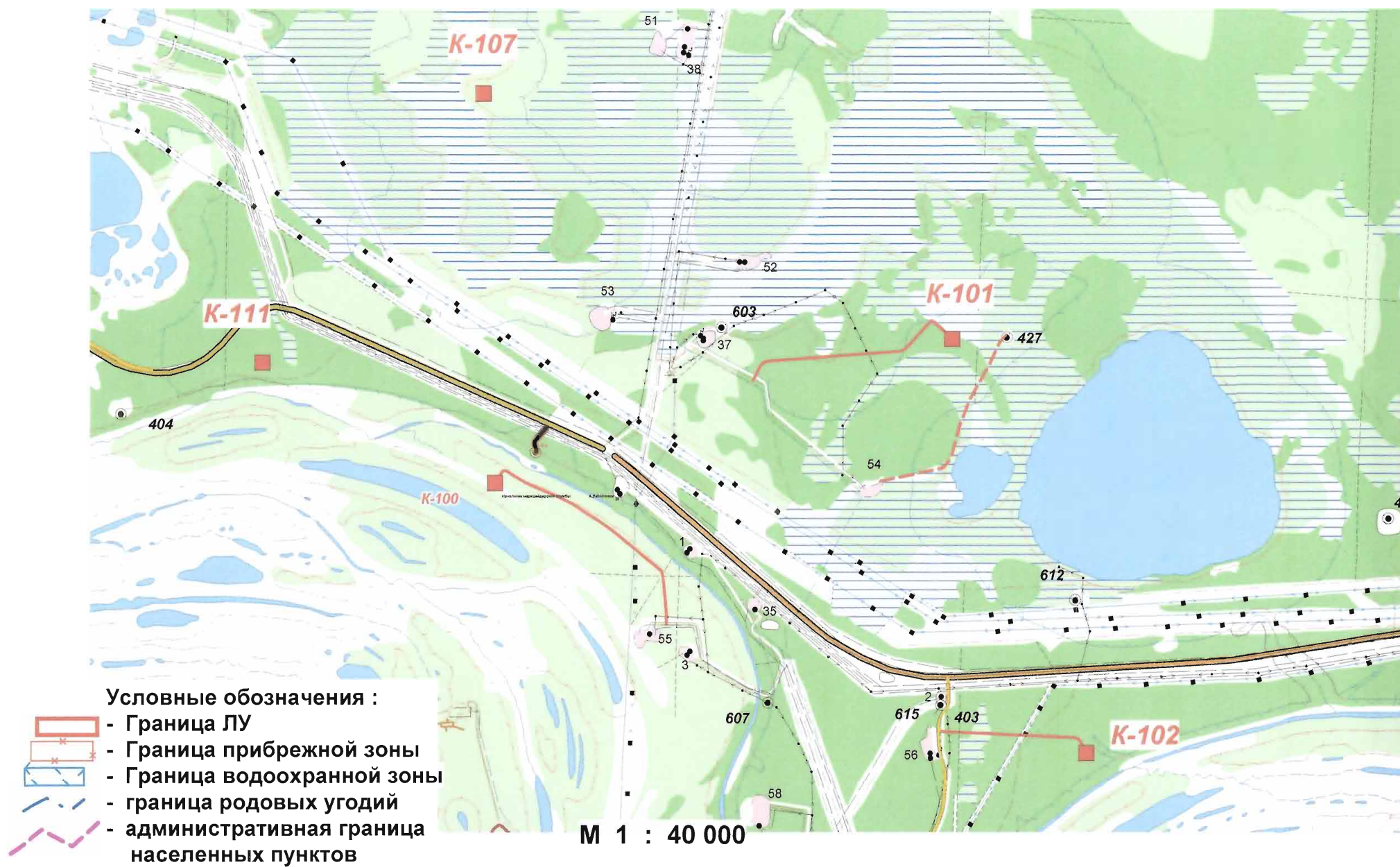
Начальник департамента
геологии и недропользования

М.Ф.Старицын

Начальник отдела
земельных отводов

Д.В.Соловей

Северо-Покурское месторождение



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

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

26 11 2014г.
На № _____

№ ДБ-46/1346
от _____ 2014г.

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

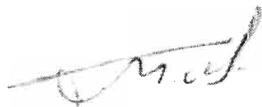
О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

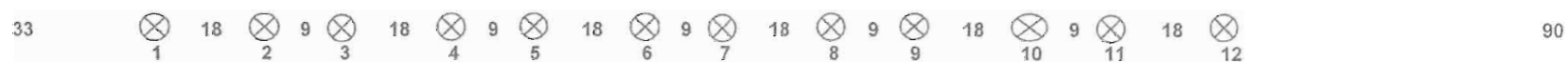
1. КП № 261 Ватинское м/р – гор - 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .
2. КП № 190, 191 Аганское м/р – гор - 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
3. КП № 118, 116, 115, 113, 112, 111, 110, 109, 108, 107 Северо-Покурского м/р – гор - 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
4. КП № 76, 77 Ново-Покурское м/р – гор - 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
5. КП № 61, 62, 63, 66, 67, 68 Мегионское м/р – гор- 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .
6. КП № 52 Мыхпайское м/р – гор- 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .
7. КП № 15Южно-Аганское м/р – гор- 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
8. КП № 21Северо-Ореховское м/р – гор- 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .

С уважением,
Начальник



Д.А. Брюхов

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