

УТВЕРЖДАЮ:



Заступитель Генерального директора
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

2015 г.

Задание на проектирование № 113-15
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Куст скважин № 116»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин № 116.
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 «СН-МНГ»
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
	2017г.
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 куста скважин №116 с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесбора, водовода, ВЛ-6 кВ, автодороги. - 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»; - 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; - Разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки

	документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».																																							
12.	Требования к выделению пусковых комплексов																																							
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. <u>Этапы строительства согласовать с Заказчиком.</u>																																							
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования																																							
	<u>Куст скважин № 116 - 12 скважины:</u> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №116</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.116 – т.вр.К.80 (Приложение № 1.2)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.80 – т.вр.К.79 (Приложение № 1.2)</td><td>1.5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.79 – т.вр.К.81 (Приложение № 1.2)</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.81 – т.вр.К.25 (Приложение № 1.2)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.25 – т.вр. К.44 (Приложение № 1.2)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.К.44 – т.вр. (Приложение №1.2)</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. К.81 – т.вр.К.79 (Приложение № 1.2)</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.К.79 – т.вр.К.80 (Приложение № 1.2)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.К.80 – К.116 (Приложение № 1.2)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов куста скважин №116, основные показатели разработки, планируемое погружное оборудование представлены в приложениях №3, №4 к заданию на проектирование.</p>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №116	1,7	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.116 – т.вр.К.80 (Приложение № 1.2)	2,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.80 – т.вр.К.79 (Приложение № 1.2)	1.5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.79 – т.вр.К.81 (Приложение № 1.2)	1,4	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.81 – т.вр.К.25 (Приложение № 1.2)	1,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.25 – т.вр. К.44 (Приложение № 1.2)	1,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.К.44 – т.вр. (Приложение №1.2)	1,4	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. К.81 – т.вр.К.79 (Приложение № 1.2)	1,4	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.К.79 – т.вр.К.80 (Приложение № 1.2)	1,5	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.К.80 – К.116 (Приложение № 1.2)	2,7	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																						
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №116	1,7	Возможна корректировка																																						
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка																																						
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод к.116 – т.вр.К.80 (Приложение № 1.2)	2,7	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.80 – т.вр.К.79 (Приложение № 1.2)	1.5	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.79 – т.вр.К.81 (Приложение № 1.2)	1,4	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.81 – т.вр.К.25 (Приложение № 1.2)	1,7	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.25 – т.вр. К.44 (Приложение № 1.2)	1,2	Возможна корректировка																																						
Нефтегазопровод т.вр.К.44 – т.вр. (Приложение №1.2)	1,4	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод т.вр. К.81 – т.вр.К.79 (Приложение № 1.2)	1,4	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод т.вр.К.79 – т.вр.К.80 (Приложение № 1.2)	1,5	Возможна корректировка																																						
Высоконапорный водовод т.вр.К.80 – К.116 (Приложение № 1.2)	2,7	Возможна корректировка																																						
14.	Требования к техническим решениям																																							
	-Согласно п.9 технических условий ДПРПиОМ от 17.08.2015г. (Приложение № 1.1).																																							

	<p>обратных клапанов КЭВС (приложение № 13).</p> <p>- Предусмотреть безамбарное бурение скважин. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком.</p>
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; Куст скважин №116 расположен за пределами границ территории традиционного природопользования; Предусмотреть площадку для временного размещения отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки; Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется.
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод»; На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы

	<p>в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 №1.1 Технические условия ДПРПиОМ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №116»;</p> <p>Приложение №1.2 Технические условия ДТТ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №116» - 9л.;</p> <p>Приложение № 2 Технические условия на электроснабжение - ВкС-336 от 17.02.2015г. – 7л.;</p> <p>Приложение № 3 Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов К.116 Северо-Покурского месторождения, проектные данные, динамика основных показателей разработки - 3л.;</p> <p>Приложение № 4 Перечень скважин №116 Северо-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием – 2л.;</p> <p>Приложение № 5 Проектные координаты первой скважины и НДС К.116 -2л.;</p> <p>Приложение № 6 Схема с разбуривания К.116, количество отходов бурения – 2л.;</p> <p>Приложение № 7 Технические условия по автоматизации и АСУ ТП - 16л.;</p> <p>Приложение № 8 Идентификационные признаки -4л.;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Покурского месторождения нефти, схема расположения кустов, нефтепроводов и водоводов НГП-3 ВНГДУ Северо-Покурского месторождения – 3л.</p>

	<p>Приложение №10 Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» – 4л.;</p> <p>Приложение №11 Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемых к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК – 1л.;</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 организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы - на бумажном носителе в 4-х экз., в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экз.
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;
- Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно сделать их как примыкание к дороге на КП.
- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.
- При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика.
- Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:

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

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

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

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

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

33. Перечень согласований с федеральными надзорными органами

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

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

Не требуется

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



А.Б.Романенко

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
Задание на проектирование № 113-15
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Куст скважин № 116»

<p>Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Николаев Д.А. " " 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Седякин А.С. " " 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Тухфатуллин И.Г. " " 2015г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Мережкин Р.А.. " " 2015г.</p>
<p>Начальник НГП-3 ВНГДУ</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Коваленко В.С. " " 2015г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Лещенко Е.В. " " 2015г.</p>
<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Бабкин С.Н. " 04 " 09 2015г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

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

И.Г. Тухфатуллин
« 17.08. » 2015 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Куст скважин № 116»**

1.	Наименование объекта																														
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин № 116.																														
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																														
	2017г.																														
7.	Условия ввода в эксплуатацию																														
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																														
8.	Состав проектируемого объекта:																														
	<u>Куст скважин № 116 – 12 скважин:</u>																														
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 116</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.116 – т.вр. к.80 (Приложение № 1)</td><td>2,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.80 – т.вр. к.79 (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.79 – т.вр. к.81 (Приложение № 1)</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.81 – т.вр. к.25 (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.25 – т.вр. к.44 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.44 – т.вр. (Приложение № 1)</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 116	1,7	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.116 – т.вр. к.80 (Приложение № 1)	2,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.80 – т.вр. к.79 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.79 – т.вр. к.81 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.81 – т.вр. к.25 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.25 – т.вр. к.44 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.44 – т.вр. (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																													
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 116	1,7	Возможна корректировка																													
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка																													
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №116 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,1	Возможна корректировка																													
Нефтегазопровод к.116 – т.вр. к.80 (Приложение № 1)	2,7	Возможна корректировка																													
Нефтегазопровод т.вр. к.80 – т.вр. к.79 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																													
Нефтегазопровод т.вр. к.79 – т.вр. к.81 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка																													
Нефтегазопровод т.вр. к.81 – т.вр. к.25 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																													
Нефтегазопровод т.вр. к.25 – т.вр. к.44 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																													
Нефтегазопровод т.вр. к.44 – т.вр. (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка																													

Высоконапорный водовод т.вр. к.81 – т.вр. к.79 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.79 – т.вр. к.80 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.80 – к.116 (Приложение № 1)	2,7	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 № 116:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	116	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 № 116 представлено в **Приложении № 4**.

9. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №7**;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2 , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №1**;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с

указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м³/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.

- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзирную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.
- Требования к организации системы ППД куста № 116:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- При необходимости проектом предусмотреть мероприятия по достижению необходимого давления закачки;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

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

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).

	<ul style="list-style-type: none"> – Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями. – Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98) <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство. – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 116 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> – а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; – б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от

	пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового 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 <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение Государственной Экологической экспертизы; – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <u>СНиП 2.01.51-90</u>, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

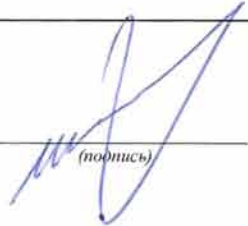


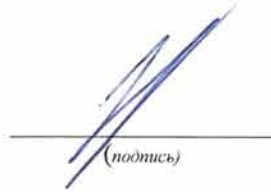
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты 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» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	– 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
	– 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».

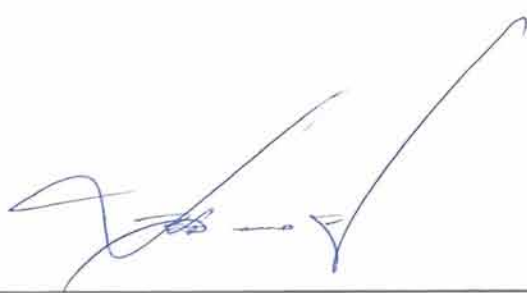
Исполнитель:

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.
Куст скважин № 116»

<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 объектам
«Обустройство Северо- Покурского месторождения нефти.
Куста скважин №116»**

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>1.Этап. Нефтегазопровод к. 116 - т.вр.к.80</p> <p>2.Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.80 - т.вр. к.79»</p> <p>3.Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.79 - т.вр.к.81».</p> <p>4.Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.81 - т.вр.к.25».</p> <p>5.Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.25 - т.вр.к.44».</p> <p>6.Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.44 - т.вр.».</p> <p>7.Этап Высоконапорный водовод т.вр.к.81-т.вр.к.79»</p> <p>8.Этап Высоконапорный водовод т.вр.к.79-т.вр.к.80»</p> <p>9.Этап Высоконапорный водовод т.вр.к.80-к.116»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 Этап. Нефтегазопровод к. 116 - т.вр.к.80 От к.116 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 – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p>2 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.80 - т.вр. к.79» От т.вр.к.80 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p>3 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.79 - т.вр.к.81». От т.вр.к.79 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>

Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.

4 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.81 - т.вр.к.25».

От т.вр.к.81 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.

5 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.25 - т.вр.к.44».

От т.вр.к.25 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.

6 Этап. Нефтегазопровод «т.вр. к.44 - т.вр.».

От т.вр.к.44 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.

7.Этап Высоконапорный водовод т.вр.к.81-т.вр.к.79»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 Северо-Покурского м/р на к.79

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.

8.Этап Высоконапорный водовод т.вр.к.79-т.вр.к.80»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 Северо-Покурского м/р на к.80

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом

9.Этап Высоконапорный водовод т.вр.к.80-к.116»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 Северо-Покурского м/р на к.116.

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

Давление в точке подключения – определить

	<p>гидравлическим расчетом.</p> <p>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; –В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; –В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); –В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); –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 рассмотреть варианты применения 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 узлов контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
- Срок эксплуатации нефтегазопроводов определить проектом.
- 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.
- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций.
- При проведении гидравлического расчета необходимо 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 участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.(Приложение №4);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см² необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210кг/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);

– При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы для прохождения диагностических снарядов.

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

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

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

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

– Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со 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

	<p>коррозии;</p> <p>–Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</p> <p>–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</p> <p>–При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <p>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p>По защите окружающей среды</p> <p>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>
7. Особые условия	<p>-Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</p> <p>-Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО ВНГДУ и с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</p> <p>-Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</p> <p>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <p>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>

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:
Инженер 2 категории ГИиНТ



Р.С. Щедранов

СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н. Бессонов

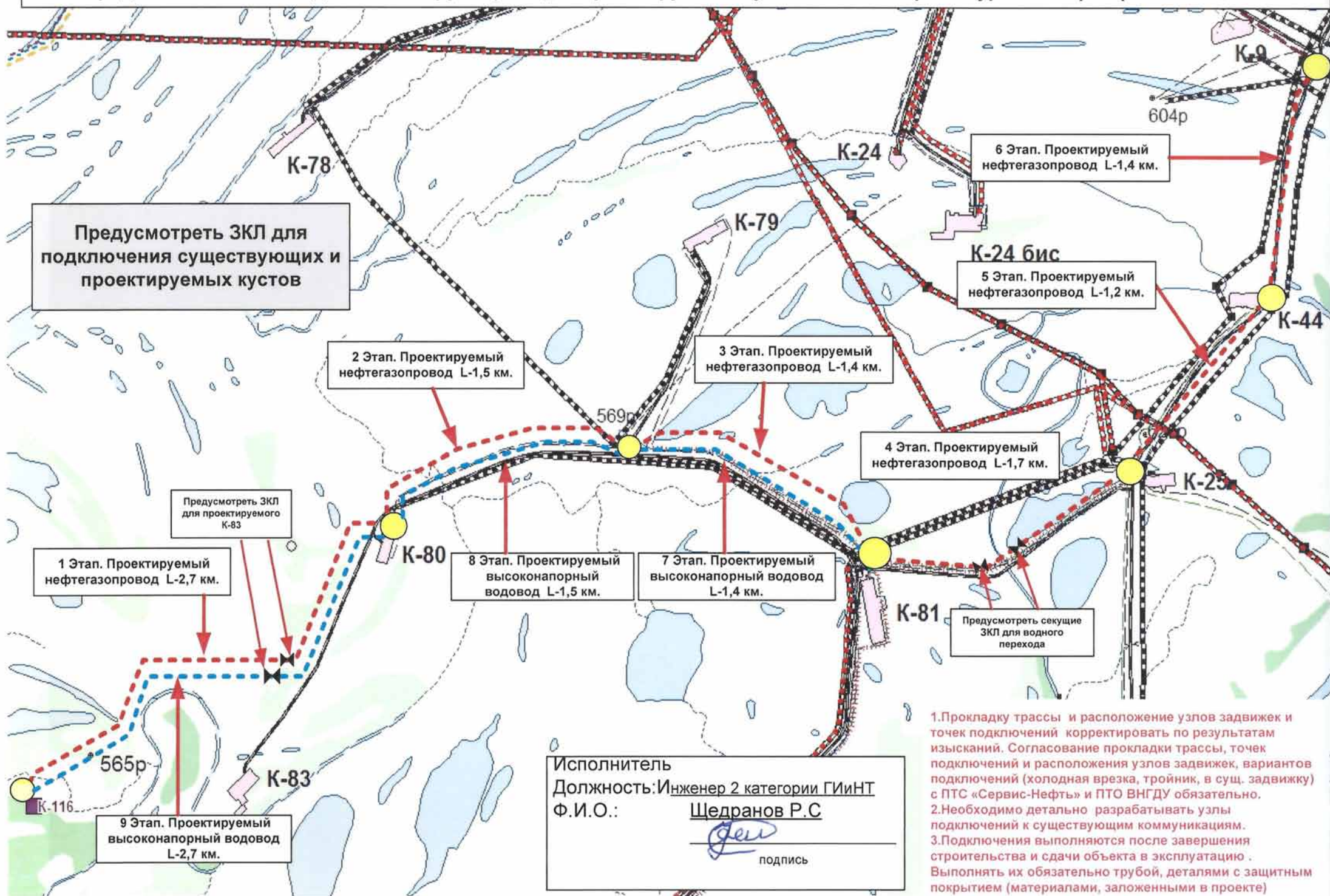
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин



Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №116 Северо-покурского м/р. Приложение №1



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

17 2015 г.
На №

№ ВКС- 336
от 2015 г.

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

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

Приложение:

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



В.Е. Сыровежкин

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

267-218
18 02 15

116-257
19.02.15

Технические условия № 41-2015 от 17.08.2015 г.
на электроснабжение КП-115, КП-116 Северо-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность: КП-115 – 450 кВт.

КП-116 – 450 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/722 от 20.03.2013г., выданных ООО «МЭН» на реконструкцию ПС-35/6кВ «Куст-25».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-115, КП-116 Северо-Покурского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

2.1.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах в габарите 35кВ от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-115, КП-116 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:

- электроснабжение КП-116 – существующие ВЛ-6кВ Ф-7, 18 ПС-35/6кВ «Куст-25». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

- электроснабжение КП-115 – проектируемые ВЛ-6кВ на КП-116. Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-25» 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-115, КП-116 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.

2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-115, КП-116 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.

2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».

2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-115, КП-116.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-115, КП-116 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 ото 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-115, КП-116 Северо-Покурского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-7, 18 ПС-35/6кВ «Куст-25» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



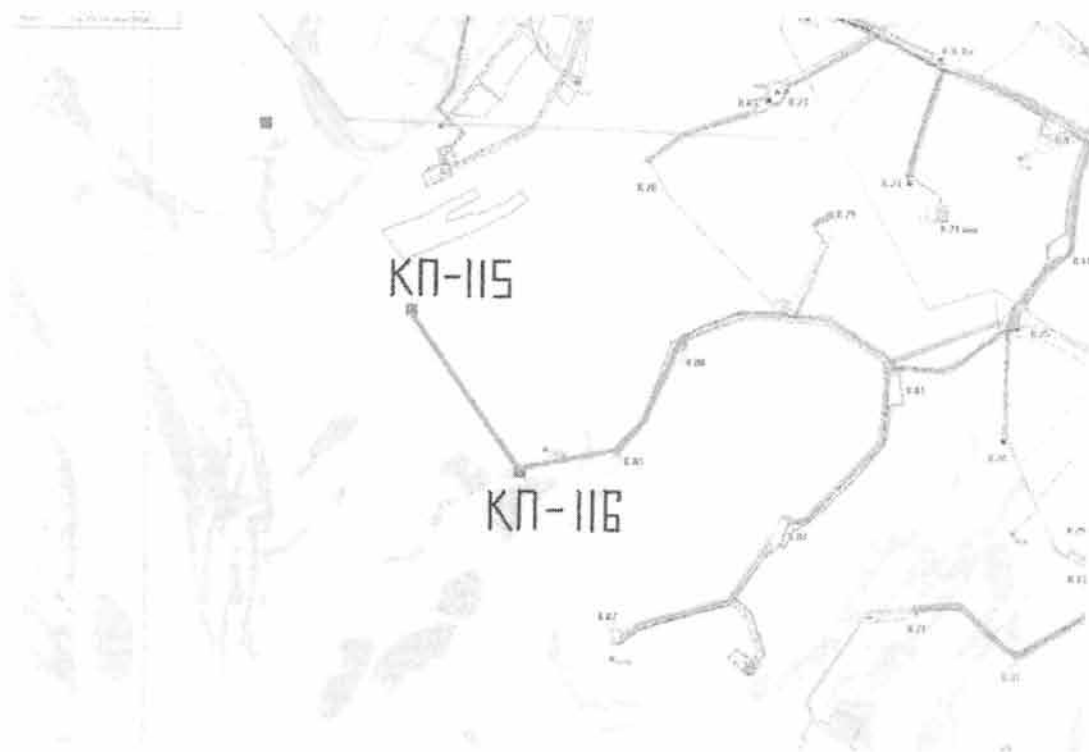
В.Е. Сыровежкин



	Actual	Variance
1980		
allowance		
Excessive inventory		
Excessive cost of sales		
Excess		

[illegible]

Предлагаемая схема прохождения ВЛ-6кВ на КП-116, Кп-115 Северо-Покурского м/р



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №116 Северо-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Северо-Покурское	116	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	

Проектные данные по КП № 116 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. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Северо-Покурское	116	AB1(3)	12	6	4	2	0	760	380	836	AB1(3)- 150	AB1(3) - 54	AB1(3) -72	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.

Динамика основных показателей разработки КП № 116 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 №116										
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	31,4	30,2	29,0
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	1,6

Начальник ОПиМПП

А.М. Горбань



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 ТОподНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №116 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	***	116	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) 47-094

_____ 2015_ г.
На № _____

№ АН-128^В
от 30 СЕНТЯБРЯ 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
			X	Y	
1.	116	Северо-Покурское	766008,64	368191,59	226°51'34"

Примечание: ТТП- отсутствует.
Земли запаса

Главный маркшейдер

А.А.Новичков/

**Начальник департамента
планирования бурения и добычи нефти**

В.Г.Волков

**Начальник отдела
земельных отводов**

Д.В.Соловей

Исп. Матвеев С.В.
Тел. 47-359

62 МБ-1918
11.11.15

K-78

Северо-Покурское м-е.

K-24

K-79

P-569

569

K-80

565

Длина зимней дороги
2,5 км

K-116

K-83

K-82

82

K-87

87

P-654

564

K-105
K-105

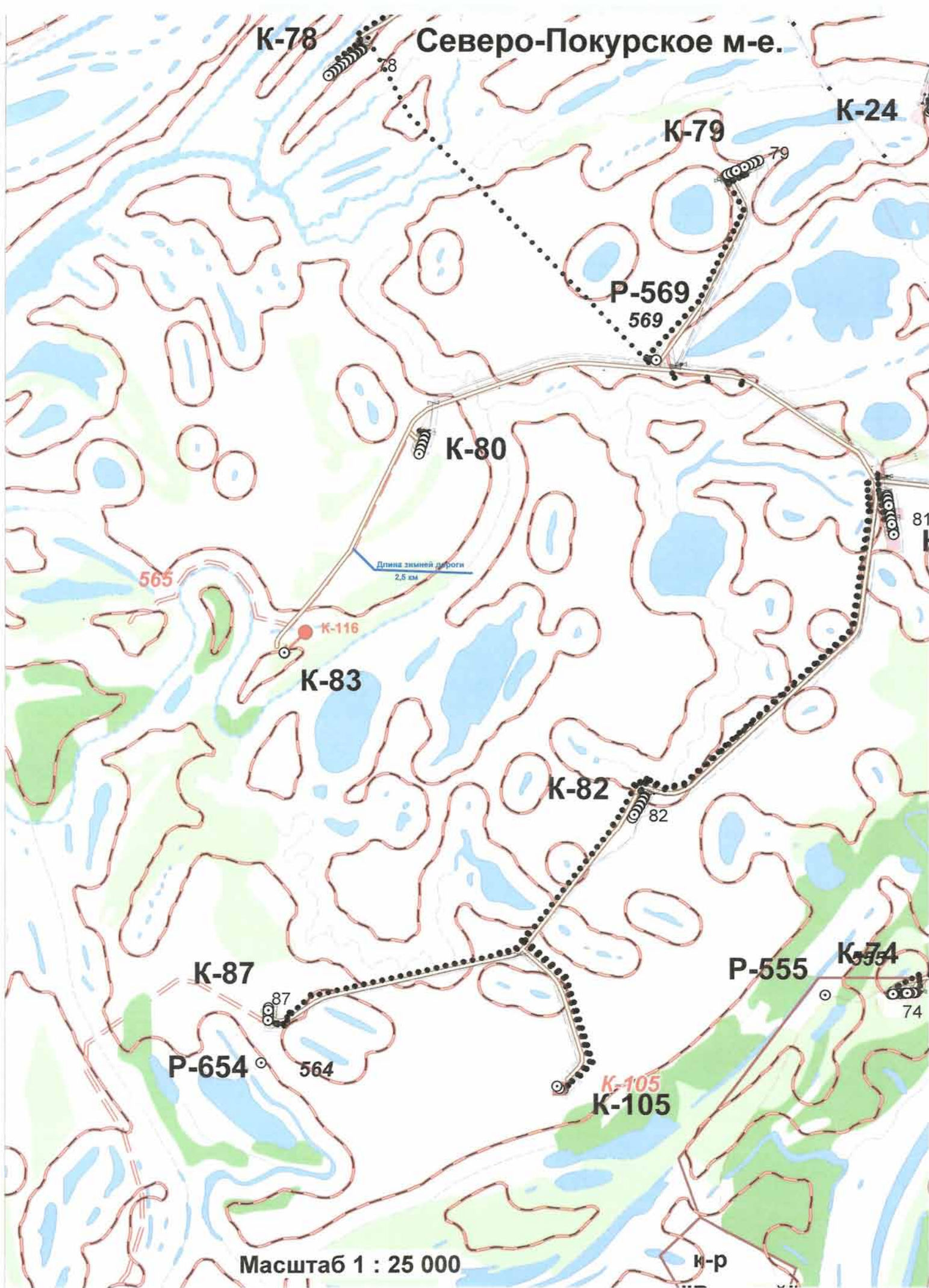
P-555

K-74

74

Масштаб 1 : 25 000

н-р



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

27 07 2015г.
На № _____

№ АТ-46/712
от _____ 2015г.

Начальнику ДПП 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 схему разбуривания кустовой площадки и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП №№116 Северо-Покурского м/р - 1500м³.

С уважением,
И. о. Начальник

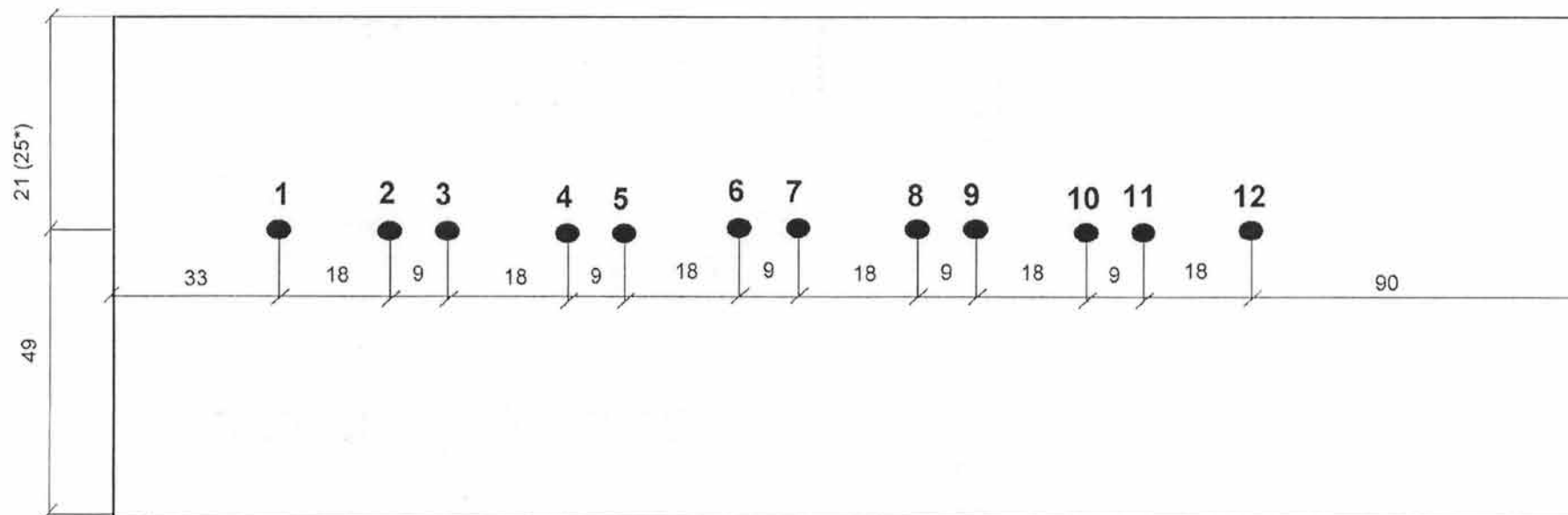


А.Н. Терешун

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 116 СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 27.07.15 г.)

L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м

Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * -если без амбарное бурение

И.о.Начальника ДСС ОАО "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО по СС ДСС ОАО "СН - МНГ"

Терешун А.Н.

Уразаев Д.И.