

УТВЕРЖДАЮ:

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

А.М. Пятаев

2015 г.



Задание на проектирование № 161-15
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.
Куст скважин № 82»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин № 82.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский 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
	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 куста скважин №82 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 № 82 - 12 скважины:</u> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №82</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод К.82 – т.вр. уз.К.12 (Приложение №1.2)</td><td>2,608</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.уз. К.12 – т.вр.уз. К.15 (Приложение № 1.2)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.уз. К.12,15 – т.вр.ДНС-1 (Приложение № 1.2)</td><td>0,75</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. К.16.17,82 – К.82 (Приложение № 1.2)</td><td>2,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов куста скважин №82, 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 №82	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод К.82 – т.вр. уз.К.12 (Приложение №1.2)	2,608	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.уз. К.12 – т.вр.уз. К.15 (Приложение № 1.2)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.уз. К.12,15 – т.вр.ДНС-1 (Приложение № 1.2)	0,75	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. К.16.17,82 – К.82 (Приложение № 1.2)	2,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №82	0,3	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод К.82 – т.вр. уз.К.12 (Приложение №1.2)	2,608	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.уз. К.12 – т.вр.уз. К.15 (Приложение № 1.2)	1,3	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.уз. К.12,15 – т.вр.ДНС-1 (Приложение № 1.2)	0,75	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр. К.16.17,82 – К.82 (Приложение № 1.2)	2,5	Возможна корректировка																							
14.	Требования к техническим решениям																								
	<ul style="list-style-type: none">- Согласно п.9 технических условий ДПРПиОМ от 20.11.2015г. (Приложение № 1.1).- Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 15).- Предусмотреть безамбарное бурение скважин. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком.- При проектировании учитывать утвержденный ОАО «СН-МНГ» «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).																								
15.	Особые условия строительства																								
	<ul style="list-style-type: none">– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;– Куст скважин №82 расположен за пределами границ территории традиционного природопользования;– 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 «Нижеобърыбвод»; 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 №1.1 Технические условия ДПРПиОМ от 20.11.2015г. на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин №82» - 8л.;</p> <p>Приложение №1.2 Технические условия ДТТ №МР-550 от 16.11.15г. на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин №82» - 8л.;</p> <p>Приложение № 2 Технические условия на электроснабжение - №СМ-2538 от 11.11.2015г. – 5л.;</p> <p>Приложение № 3 Перечень скважин, проектные данные и динамика основных показателей разработки по К.82 (№МС-499 от 30.09.2015г.) - 5л.;</p> <p>Приложение № 4 Перечень скважин К.82 с планируемым погружным оборудованием (№14-328 от 02.10.2015г.) – 2л.;</p> <p>Приложение № 5 Проектные координаты первой скважины и НДС К.82 (№АН-148а от 26.10.2015г.) -2л.;</p> <p>Приложение № 6 Схема с разбуривания К.82, количество отходов бурения (№АТ-46/1031 от 06.10.2015г.) – 2л.;</p> <p>Приложение № 7 Технические условия по автоматизации и АСУ ТП (№СН-04-441 от 19.10.2015г. - 15л.;</p> <p>Приложение № 8 Идентификационные признаки -4л.;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Мегионского месторождения нефти – 1л.</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> <p>Приложение №16 Типовые независимые этапы строительства кустов скважин.</p> <p>Приложение №17 «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств»</p>

	(предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).
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 со службами ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующими, в т.ч. энергоснабжающей организацией 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; – При пересечении проектируемых коммуникаций с существующими направить запрос на

выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;

- 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;
- При необходимости, получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы;
- 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 № 161-15
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин № 82»

<p>Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера по инфраструктуре</p> <p>Седякин А.С.</p> <p>"25" 12 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p>Евдокимов В.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник НПП-2 АНГДУ</p> <p>Айдабулов Л.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО</p> <p>Бабкин С.Н.</p> <p>"25" 11 2015г.</p>	<p>Начальник ДЭБиООС</p> <p>Гортиков А.А.</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 Мегионского месторождения нефти.
Куст скважин № 82»**

1.	Наименование объекта																								
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин № 82.																								
2.	Географическое положение объекта																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский 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																								
	2018г.																								
7.	Условия ввода в эксплуатацию																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	Состав проектируемого объекта:																								
	<u>Куст скважин № 82 – 12 скважин:</u>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №82</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.82 – т.вр.уз.к.12 (Приложение № 1)</td><td>2,608</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.уз.к.12 – т.вр.уз.к.15 (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.уз.к.12,15 – т.вр.ДНС-1 (Приложение № 1)</td><td>0,75</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.16,17,82 – к.82 (Приложение № 1)</td><td>2,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №82	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.82 – т.вр.уз.к.12 (Приложение № 1)	2,608	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.уз.к.12 – т.вр.уз.к.15 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.уз.к.12,15 – т.вр.ДНС-1 (Приложение № 1)	0,75	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.16,17,82 – к.82 (Приложение № 1)	2,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №82	0,3	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №82 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.82 – т.вр.уз.к.12 (Приложение № 1)	2,608	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.уз.к.12 – т.вр.уз.к.15 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.уз.к.12,15 – т.вр.ДНС-1 (Приложение № 1)	0,75	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.16,17,82 – к.82 (Приложение № 1)	2,5	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																								

Приложение №6;

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 82:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласг	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегонское	82	нагн	Ю ₁	50	22	50
		гор. 2ств	А ₁ ³	110	47	50
		нагн	Ю ₁	50	22	50
		гор	Ю ₁	120	51	50
		нагн	А ₁ ³	40	18	50
		гор, 2ств	А ₁ ³	110	47	50
		нагн	Ю ₁	50	22	50
		гор	Ю ₁	120	51	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю ₁	120	51	50
		гор, 2ств	А ₁ ³	110	47	50
		гор	Ю ₁	120	51	50
Сумма				1000	427	
Ср. Q				91	39	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3;**
 – Планируемое погружное оборудование куста скважин № 82 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 № 82:
Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 160 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 проектным данным 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;Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09,Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1.25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

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

	<p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 № 82 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 поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> – а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; – б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового

	<p>кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <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.	<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 Государственной Экологической экспертизы; – 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), <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.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 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 промисловых трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</p>



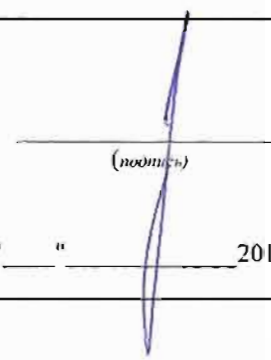
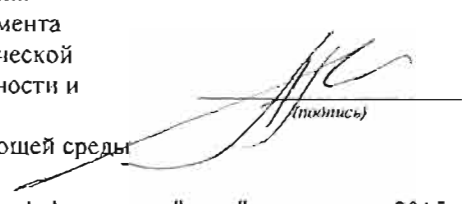
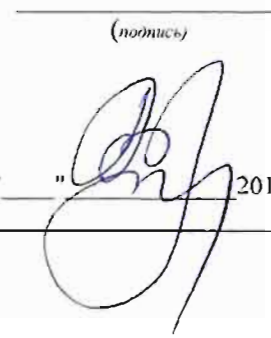
	Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
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 I категории ОПOM ДПРП и OM



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.
Куст скважин № 82»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н.</p>	 <p>(подпись)</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p>Евдокимов В.В.</p>	 <p>(подпись)</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p>Новичков А.А.</p>	 <p>(подпись)</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p>Гортиков А.А.</p>	 <p>(подпись)</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p>Финк А.В.</p>	 <p>(подпись)</p> <p>" " 2015г.</p>		

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

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

" 16 " ноября 2015 г.
На № _____

№ МР - 550
от «__» _____ 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

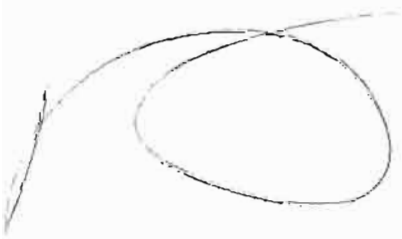
Уважаемый Михаил Николаевич!

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

«Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин №15».
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин №82»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №274»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №270,273»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №186»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №157»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №202»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №271»
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №236»
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №63»

Приложение: ТУ – 100л., 1з.

С уважением,
Начальник



М.Г. Разин

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

« / » _____ 2015 г.
М.Г. Разин

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин № 82 »

1. Месторождение, район строительства	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	1 Этап. Нефтегазопровода «к.82- т.вр.уз.к.12» 2 Этап. Нефтегазопровод «т.вр.уз.к.12– т.вр.уз.к.15 » 3 Этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.12,15– т.вр.ДНС-1 » 4 Этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.16,17,82 – к.82».
4. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none">– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов (РД 39-132-94, Единые технические требования к технологическому процессу эксплуатации и ремонта, обеспечению целостностью промысловых трубопроводов ОАО «СН-МНГ», СП 34-116-97 и др.), 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 клапаны 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 термоусаживаемыми 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;
- Срок эксплуатации трубопроводов определить проектом;
- Вариант прохождения трассы проектируемого трубопровода представлен в прилагаемой схеме (Приложение № 1). Трасса проектируемого трубопровода может быть изменена и должна отвечать следующим требованиям:
 1. Выполнение требований п.3.1.2 РД 39-132-94;
 2. Возможность круглогодичного подъезда к проектируемому трубопроводу и узлам задвижек;
 3. Прохождение трассы проектируемого трубопровода максимально близко к существующим коммуникациям;
 4. Минимальная протяженность трассы трубопровода при выполнении вышеуказанных условий;
- Переход через водные преграды должен обеспечивать:
 1. Подземную прокладку трубопроводов. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
 2. Наличие резервной нитки с возможностью вывода из эксплуатации одной из ниток для проведения ТД, обслуживания и пр. без остановки транспорта жидкости;
 3. Возможность круглогодичного подъезда;
 4. Возможность проведения внутритрубной диагностики;
- Необходимость проектирования резервной нитки, защитного футляра и способ прокладки трубопровода через водный переход согласовать с ДТТ в не зависимости от его длины;
- Согласовать с ДТТ, ПТО НГДУ и ПТС Управления «Сервис-Нефть» прохождение трасс проектируемых трубопроводов, количество и необходимость резервных ниток на пересечении водных переходов;
- 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 трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см^2 ;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см^2 необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см^2 ;
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см^2 ;
- Проектом предусмотреть применение на высоконапорных водоводах задвижек клиновых «под приварку»;
- 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 $1,5 \text{ м}$);
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее $3D$ для прохождения диагностических снарядов
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе в соответствии с п.3.2.20 РД 39-132-94;
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее $1,5 \text{ м}$ от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее $0,4 \text{ м}$ 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.

	<p>разработать мероприятия по демонтажу (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <ul style="list-style-type: none"> - Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается; - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; - При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций; - На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны; - При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
<p>5. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</p>	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.82 – т.вр.уз.к.12» От к.188 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/427$; Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.уз.к.12– т.вр.уз.к.15» От т.вр.уз.к.12 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p>

	<p>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.12,15– т.вр.ДНС-1 » От т.вр. к.12,15 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p>4 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.16,17,82 – к.82 » Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС Мегионского м/р на к.82 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1200$; Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 168мм. Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
6. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> – Принять за исходный вариант схему прохождения трассы, точки подключения к действующим трубопроводам согласно приложению №1; – Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов, схему расположения, точки подключения откорректировать по результатам изысканий для обеспечения требований к техническим решениям; – Результаты изысканий согласовать с ПТО НГДУ, ДТТ, Управлением «Сервис-Нефть» 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; – Предусмотреть проектом возможность применения материалов различных производителей (взаимозаменяемость); – 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; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ЛБ 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>

	<p>– Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>
--	---

Технические условия составил:
Инженер 2 категории группы ИнТ ДТТ



Р.С. Щедранов

СОГЛАСОВАНО:

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

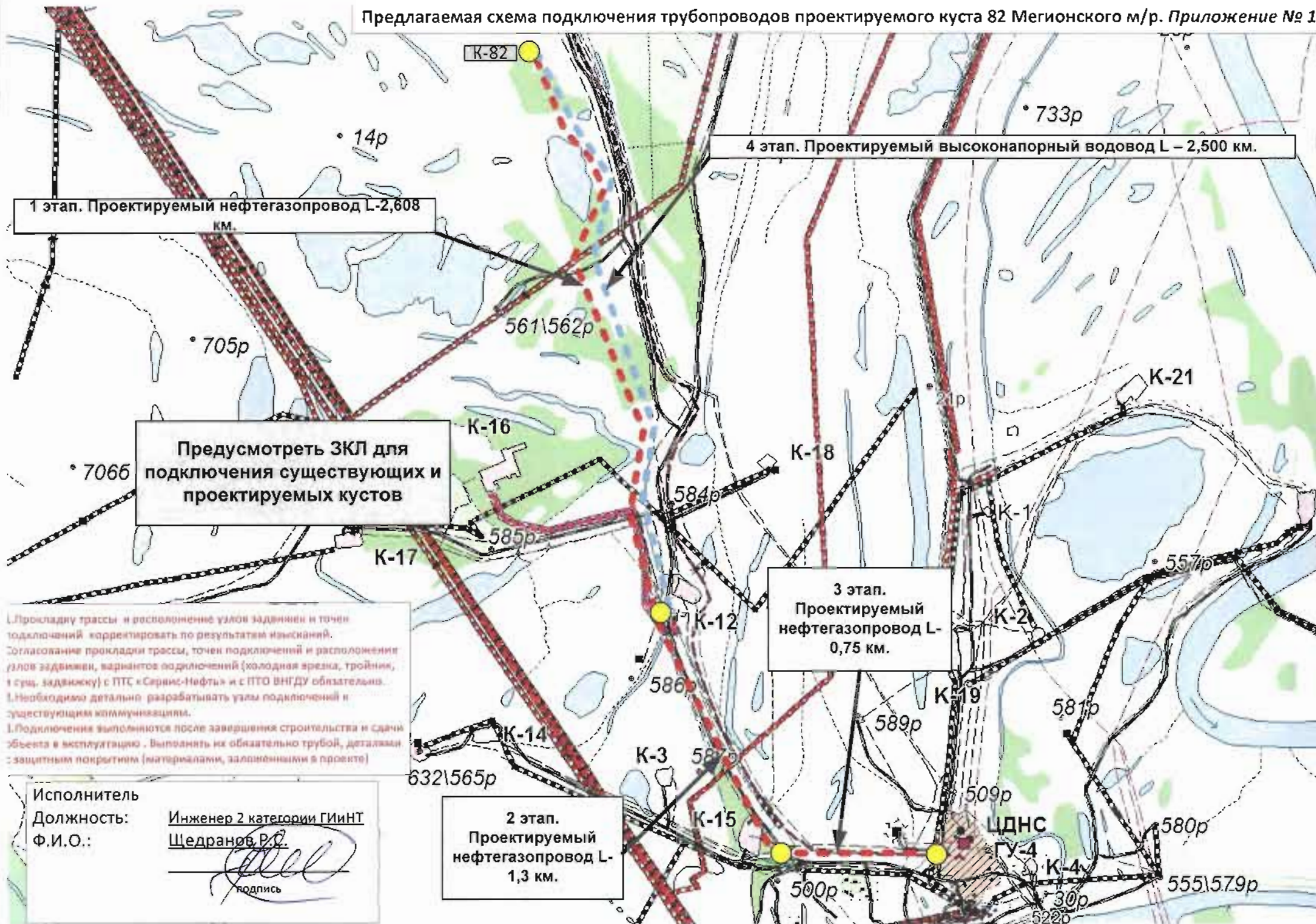


М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В.Евдокимов



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

10 14 2015 г.
На № _____

№ СМ- 2538
от _____

Начальнику ДПРПиОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП-82
Мегионского м/р, КП- 273,274 Ватинского м/р.

Приложения: ТУ №289-2015 от 10.11.2015 г. – на 4-х л. в 1 экз.
ТУ №290-2015 от 10.11.2015 г. – на 3-х л. в 1 экз.
ТУ №291-2015 от 10.11.2015 г. – на 5-х л. в 1 экз.

С уважением,



С.Ю. Мухин

Технические условия № 289-245-27-2014-006
на электроснабжение КП-82 Мегионского м/р

Запрашиваемая мощность – 1116 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-82 Мегионского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-82 Мегионского 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. Точки подключения:

- Существующая опора №55/1 ВЛ-6кВ Ф-5 ПС-35/6кВ «Новая». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

- Существующая опора №54 ВЛ-6кВ Ф-10 ПС-35/6кВ «Новая». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Новая» 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-82 – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

1.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-82 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 степ-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 однотрансформаторных 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, пункта АВР-6кВ.

1.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-82.


1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

- 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-82 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 зимниками. 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. 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.
- 1.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 1.1.22. 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.
- 1.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.1.24. 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».
- 1.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.1.27. 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.

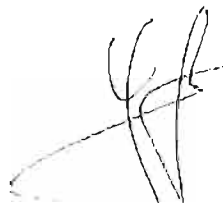
- 1.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.1.2. настоящих технических условий проектной документации.
2. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-82 Мегионского месторождения нефти:
 - 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 24 месяца.

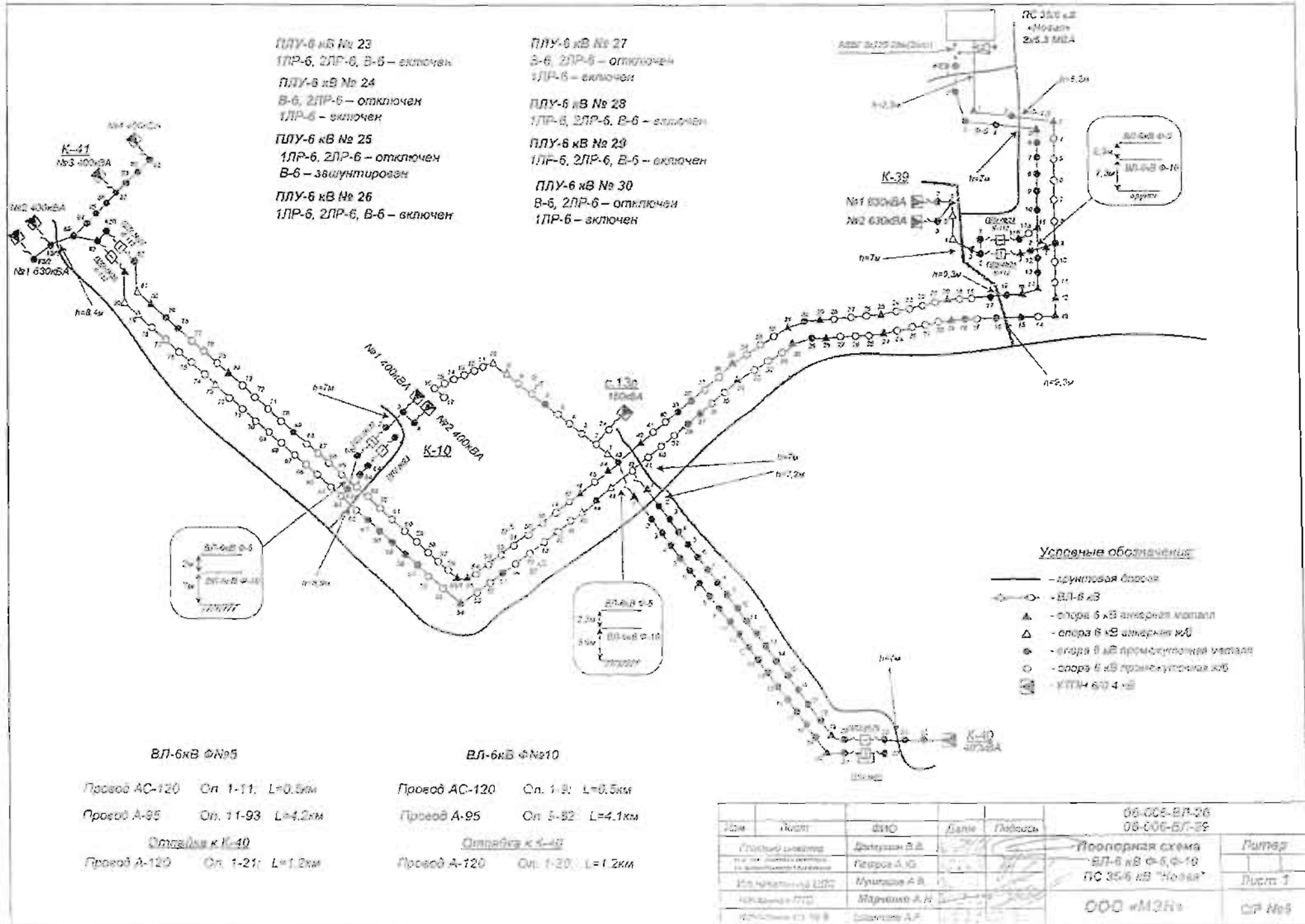
Приложение: Поопорная схема Ф-5, 10 ПС-35/6кВ «Новая» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»


В.В. Долгушин

/Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»


С.Ю. Мухин



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

30 09 2015г.
На № _____

№ МС-499
от _____ 2015г.

**Начальнику ДПРПиОМ
ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову**

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

В ответ на исходящее письмо за № МБ-683, направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 72, 85, 76, 87, 77 Тайлаковского месторождения взамен КП №№ 52, 65, 82, 92, 37 соответственно, проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 273, 274 Ватинского месторождения взамен КП №№ 12, 202 соответственно. Так же направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 15 Аригольского месторождения, КП № 26 Северо-Островного месторождения.

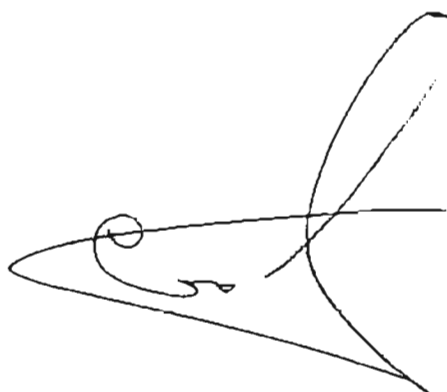
В соответствии с запросом № МБ-673, учитывая невозможность добуривания КП №№ 3, 41 Мегионского месторождения, направляю Вам взамен для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 82, 84 Мегионского месторождения соответственно.

Так же сообщаю, что с целью исполнения п.1,2 протокола совещания *«по вопросу отклонения скважин возможных бурением к планируемым реализацией»*, по ряду КП, являющихся перспективными к расширению, проектные данные на расширение будут предоставлены по результату бурения первых скважин с данных кустов. По остальным КП количество скважин, планируемых бурением будет приведено в соответствие с проектными данными

при корректировке производственной программы по бурению на 2016-2020гг (п.3 протокола).

- Приложение:
- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 72 Тайлаковского месторождения – 3 листа.
 - 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 85 Тайлаковского месторождения – 3 листа.
 - 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 76 Тайлаковского месторождения – 3 листа.
 - 4) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 87 Тайлаковского месторождения – 3 листа.
 - 5) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 77 Тайлаковского месторождения – 3 листа.
 - 6) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 273 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 7) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 274 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 8) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 26 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 9) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 15 Аригольского месторождения – 3 листа.
 - 10) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 82 Мегионского месторождения – 3 листа.
 - 11) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 84 Мегионского месторождения – 3 листа.

С уважением,

A handwritten signature in black ink, consisting of a series of loops and a long horizontal stroke, identifying the signatory as M.F. Starytsyn.

М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 82 Мегнионского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегнионское	82	нагн	Ю ₁	50	22	50
		гор, 2ств	А ₁ ³	110	47	50
		нагн	Ю ₁	50	22	50
		гор	Ю ₁	120	51	50
		нагн	А ₁ ³	40	18	50
		гор, 2ств	А ₁ ³	110	47	50
		нагн	Ю ₁	50	22	50
		гор	Ю ₁	120	51	50
		водоз	ПК			
		гор	Ю ₁	120	51	50
		гор, 2ств	А ₁ ³	110	47	50
		гор	Ю ₁	120	51	50
Сумма				1000	427	
Ср. Q				91	39	

Проектные данные по КП № 82 Мегионского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газовый фактор м3/т	Пл. температура град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Мегионское	82	А1(3), ЮВ1	12	7	4	0	1	1000	427	1200	АВ1(3) - 120 Ю1 - 160	АВ1(3) - 64,55 Ю1 - 76,8	АВ1(3) - 72 Ю1 - 90	ЭЩН
1	того по месторождению			12	7	4	0	1	1000	427	1200				

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 82 Мегнонского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
1	82										
1.1	Общий фонд скважин, шт	-	2	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т.ч. - добывающих	-	2	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	-	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс. т	-	1,6	49,7	65,8	57,7	54,3	51,8	49,4	47,4	45,2
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	-	3,9	164,4	286,8	287,6	286,8	286,8	286,8	287,6	286,8
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. т	-	-	266,8	424,9	426,0	424,9	424,9	424,9	426,0	424,9
1.5	Ресурсы газа, млн м3	-	0,1	3,5	4,6	4,1	3,8	3,7	3,5	3,3	3,2

Начальник ОПиМЦР

Исп. Плашкевич Н.М.
тел. 4-66-53



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

От 10 2015 г.
На № МБ-817

№ 19-328
от 01.10 2015 г.

Начальнику ДПРП в ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-817 от 01.10.2015г. направляю перечень скважин КП №№72, 76, 77, 85, 87 Тайлаковского месторождения, КП №№ 273, 274 Ватинского месторождения, КП №№82, 84 Мегионского месторождения, КП № 26 Северо-Островного месторождения, КП № 15 Аригольского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 11 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №82 Мегионского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Плост	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ЦЭЛ, кВт
Мегионское	***	82	наги	Ю1	50	22	50	5-50-2500	45
	***		гор. 2ств	А1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	Ю1	50	22	50	5-50-2500	45
	***		гор	Ю1	120	51	50	5-125-2500	90
	***		наги	А1-3	40	18	50	5-45-1500	32
	***		гор. 2ств	А1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	Ю1	50	22	50	5-50-2500	45
	***		гор	Ю1	120	51	50	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				6-1250-1600	400
	***		гор	Ю1	120	51	50	5-125-2500	90
	***		гор. 2ств	А1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		гор	Ю1	120	51	50	5-125-2500	90
				Сумма	1000	429			1116
				Ср.Q	91	39			

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-142^А
от 26 октября 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	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	82	Мегионское	754850	404265	190°

Примечание: ГПН-отсутствует
Землю вытесил

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

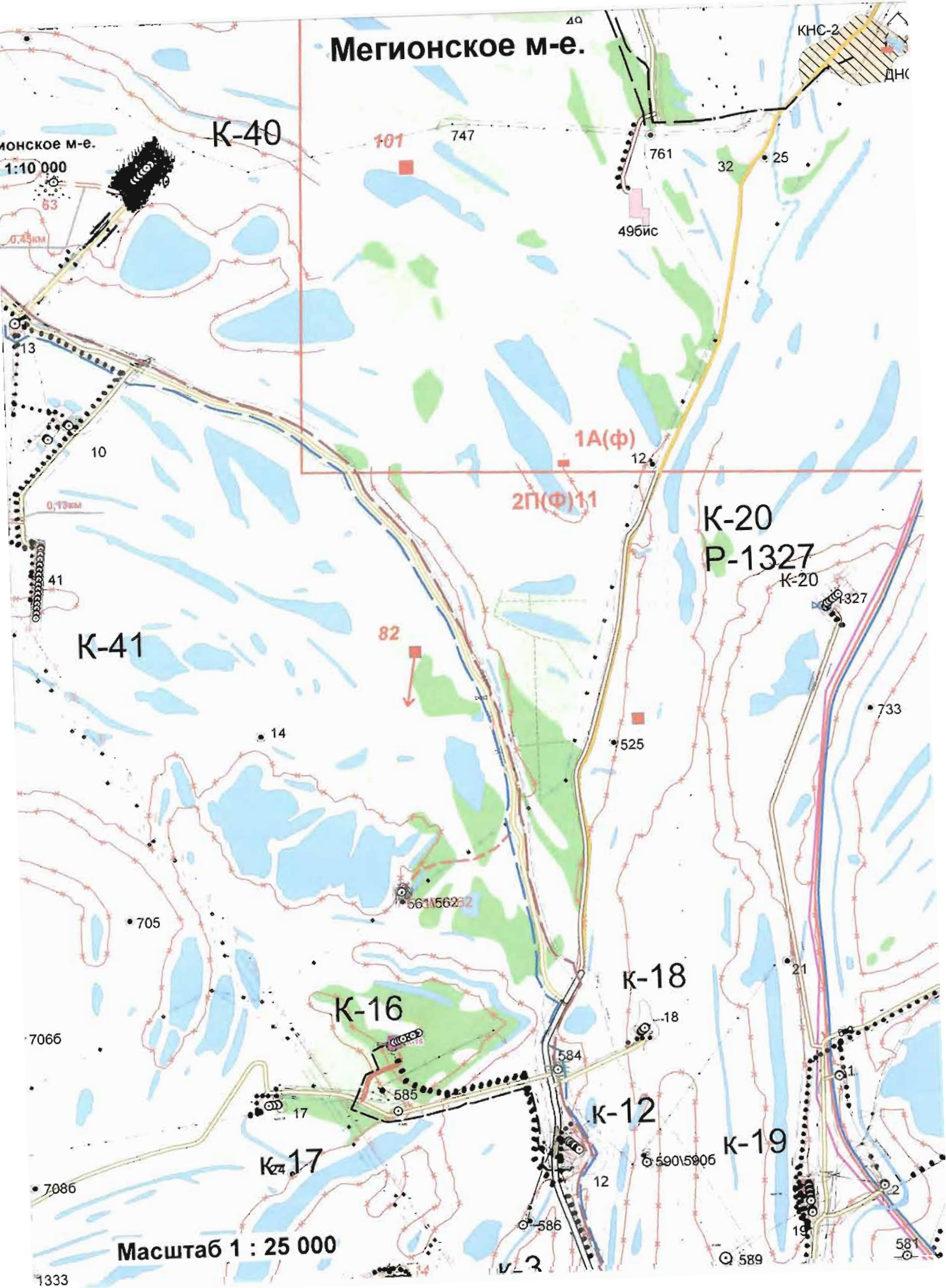
Начальник департамента
планирования бурения и добычи нефти

В.Г.Волков

Начальник отдела
земельных отводов

Д.В.Соловей

Мегионское м-е.



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

6 октября 2015г.
На № _____

№ АТ-46/1031
от _____ 2015г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

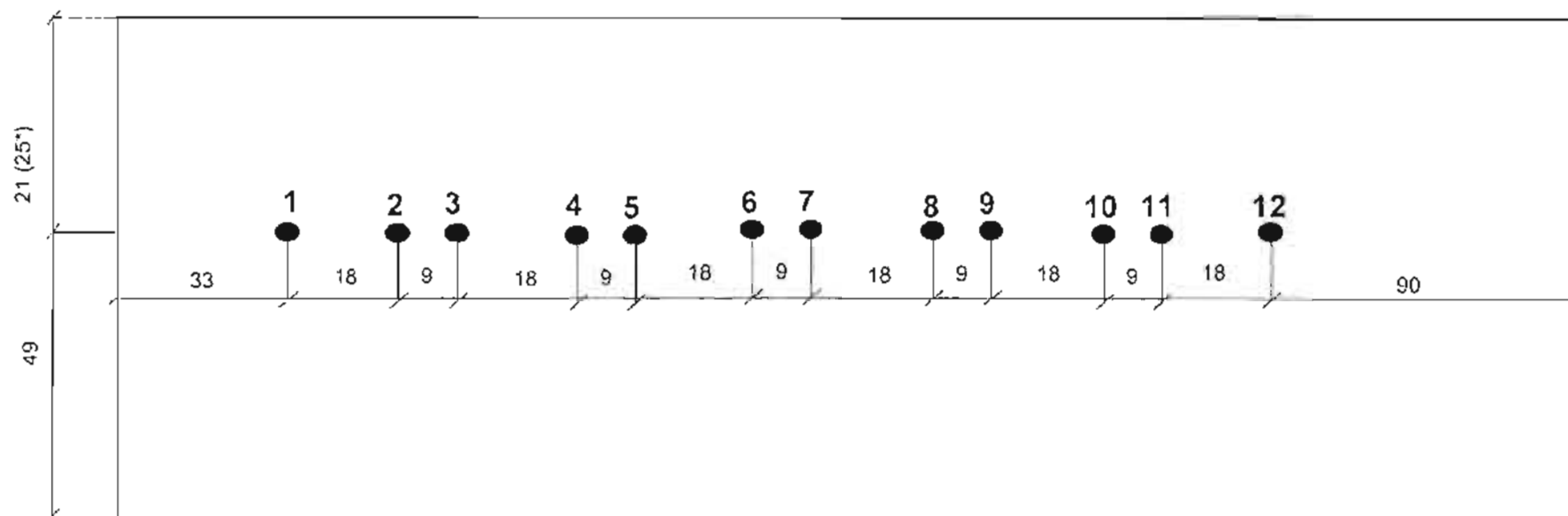
1. КП №№72,76,77,85,87 Тайлаковского м/р - 1500м³;
2. КП №№273,274 Ватинского м/р - 1500м³;
3. КП №№82,84 Мегионского м/р - 1300м³;
4. КП №26 Северо-Островного м/р - 1500м³;
5. КП №15 Аригольского м/р - 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС



А.Н. Терешун

ТИПОВАЯ СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТОВ №№72,76,77,85,87 ТАЙЛАКОВСКОГО, №№273,274 ВАТИНСКОГО, №№82,84 МЕГИОНСКОГО, №26
СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО, №15 АРИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (на 06.10.15 г.)
L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

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

Терешун А.Н.

Уразаев Д.И.