



УТВЕРЖДАЮ:

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

А.М. Пятаев
«22» 11 2015 г.

**Задание на проектирование № 150-15
«Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №188»**

1.	Наименование объекта
	Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №188.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Аганский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2018г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №188 Аганского месторождения нефти с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p>

	<ul style="list-style-type: none">– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;– Точки подключения, полноту снятых коммуникаций с эксплуатирующей службой и энергоснабжающей организацией; <p>Разработать и согласовать проект планировки и межевания 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», в том числе градостроительный план.</p> <p>Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</p>																								
12.	Требования к выделению этапов строительства <p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Выделение этапов строительства предусмотреть в соответствии с типовыми, утверждёнными в ОАО «СН-МНГ» (Приложение №13) и дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>																								
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования <p><u>Куст скважин №188</u></p> <p>Общий фонд скважин -13шт., в том числе:</p> <p>добывающих скважин -8 шт.,</p> <p>нагнетательных скважин с отработкой -3шт.;</p> <p>водозаборных скважин -2шт.</p> <p>Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3:</p> <p>Перечень скважин с указанием пусковых дебитов и планируемом погружное оборудование представлены в Приложении №4;</p> <p>Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5:</p> <p>Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении № 6:</p> <ul style="list-style-type: none">– <u>Автодорога на куст скважин №188</u> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин №188</td><td>1,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">– <u>ВЛ-6кВ №1, 2 на куст скважин №188</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2). <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №188</td><td>2,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №188</td><td>2,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости и техническими условиями (Приложение №1, 1.1).</p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.188 – т.в.р.к.38</td><td>0,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.188, 38 – т.вр. ЦНС</td><td>2,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">– <u>Высоконапорный водовод т.вр.-к188-</u> проектирование выполнить согласно	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин №188	1,0	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №188	2,9	Возможна корректировка	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №188	2,9	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод к.188 – т.в.р.к.38	0,8	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.188, 38 – т.вр. ЦНС	2,2	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Автодорога на куст скважин №188	1,0	Возможна корректировка																							
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №188	2,9	Возможна корректировка																							
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №188	2,9	Возможна корректировка																							
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Нефтегазопровод к.188 – т.в.р.к.38	0,8	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.188, 38 – т.вр. ЦНС	2,2	Возможна корректировка																							

технических условий (Приложение №1. 1.1).			
Наименование участка		Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. -к.188		3,0	Возможна корректировка
14.	Требования к техническим решениям		
	<p>– При проектировании учитывать требования п.9 технических условий ДПРПиОМ от 23.10.2015г. (Приложение № 1, Приложение №1.1).</p> <p>– Электроснабжение куста скважин №188 Аганского месторождения выполнить в соответствии с требованиями технических условий, выданных ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2).</p> <p>– Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 12).</p> <p>– При проектировании учитывать утвержденный ОАО «СН-МНГ» «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промышленных 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).</p>		
15.	Особые условия строительства		
	<p>– Новое строительство;</p> <p>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</p> <p>– Кустовая площадка №188 расположена за пределами границ территории традиционного природопользования;</p> <p>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации(переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. Запросить необходимую информацию в ДЭБ и ООС ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>– 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);</p> <p>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется:</p> <p>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;</p> <p>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).</p> <p>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);</p>		
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям		
	Не требуется.		
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда		
	<p>– 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</p>		

	<p>разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды;</p> <p>– 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), и). 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).</p>
18.	<p>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»</p> <p>– 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;</p> <p>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с, ФГБУ «Нижеобьрыбвод»;</p> <p>– 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»;</p> <p>– 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»;</p> <p>– Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</p> <p>– Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;</p>
19.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p> <p>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.</p>
20.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p> <p>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).</p>

21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ; – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013; – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации; – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №188»;</p> <p>Приложение № 1.1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов куста скважин №188 Аганского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение КП-188 Аганского месторождения»;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»;</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины»;</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №10.1 «Письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства №ПА-39615 от 16.06.15г.»;</p> <p>Приложение №11 «Образец для расчета стоимости работ строительства объекта»;</p> <p>Приложение №12 «Сборочный чертеж клапана КУБС»;</p> <p>Приложение №13 «Типовые независимые этапы строительства кустов скважин на месторождениях ОАО «СН-МНГ».</p>
25.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
26.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.

28.	<p>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</p> <ul style="list-style-type: none">– Представить опросные листы в формате Заказчика;– 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.– Материалы и оборудование должны иметь коды SAP R3, согласно требований Заказчика. <p>Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:</p> <table><tr><th>№</th><th>Код</th><th>SAP</th><th>R3</th><th>Материал/ Оборудование</th><th>Наименование ТМЦ</th><th>ГОСТ ТУ</th><th>Завод изготовитель</th><th>Ед. изм.</th><th>Кол- во</th><th>Примечание</th></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table> <p>Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».</p> <ul style="list-style-type: none">– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно утверждённого перечня по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).	№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание											
№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание													
29.	<p>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</p> <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, 10.1);– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.agr, *.xml, *.xls;– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 11 включить в состав пояснительной записки;– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.																						
30.	<p>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</p> <ul style="list-style-type: none">– Согласовать проектные решения с заказчиком;– Опросные листы на оборудование согласовать со службами ОАО «СН-МНГ»;– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).																						
31.	<p>Особые условия</p> <ul style="list-style-type: none">– На начальном этапе проектирования для принятия основных технических решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;– 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 технологического оборудования и трубопроводов;																						

	<ul style="list-style-type: none"> – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов; – Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo; – Предусмотреть площадку 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; – При пересечении проектируемых коммуникаций с существующими направить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций; – Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Заказчика.
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; – 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:
Инженер I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ



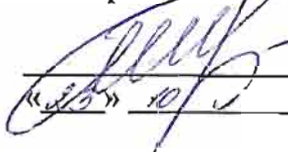
05.11.2020.

Е.В. Кочергина

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 150-15
«Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №188»

<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 АНГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Евдокимов В.В. " " 2015г.</p>
<p>Начальник УКС и РО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Лещенко Е.В. " " 2015г.</p>	<p>Начальник НГП-1 АНГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Багрий В.Д. " " 2015г.</p>
<p>Начальник ООПР ДПИРиВОЭ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бабкин С.Н. " " 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 Аганского месторождения нефти.
Куст скважин № 188»**

1.	Наименование объекта																					
	Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 188.																					
2.	Географическое положение объекта																					
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Аганский 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 № 188 – 13 скважин:</u>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 188</td><td>1,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №188 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №188 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>2,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.188 – т.вр. к.38 (Приложение № 1)</td><td>0,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.188,38 – т.вр.ЦНС (Приложение № 1)</td><td>2,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. – к.188 (Приложение № 1)</td><td>3,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 188	1,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №188 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,9	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №188 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,9	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.188 – т.вр. к.38 (Приложение № 1)	0,8	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.188,38 – т.вр.ЦНС (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. – к.188 (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 188	1,0	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №188 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,9	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №188 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,9	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.188 – т.вр. к.38 (Приложение № 1)	0,8	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод т.вр.к.188,38 – т.вр.ЦНС (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка																				
Высоконапорный водовод т.вр. – к.188 (Приложение № 1)	3,0	Возможна корректировка																				
	<ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;																					

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 188:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q _{пуск.} м3/сут по жид	Q _{пуск.} т/сут по нефти	%
Агапское НГДУ						
Агапское	188		Ач.	31	25	5
район скв. 371			Ач.	34	27	5
		нагн	Ач.	37	29	5
			Ач.	37	29	5
			Ач.	42	33	5
		нагн	Ач.	37	29	5
			Ач.	37	29	5
			Ач.	42	33	5
		нагн	Ач.	42	33	5
			Ач.	37	29	5
			Ач.	37	29	5
		водоз	ПК			
		водоз	ПК			
			Сумма	411	327	
			Ср. Q	37	30	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 188 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 (нефтесборных 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 нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс

коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.

- Требования к организации системы ППД куста № 188:
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 180 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и

информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;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

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона

	<p>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 легкосбрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п. VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</p>
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство. – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 188 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,

	<p>СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38. При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение 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), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 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» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и</p>

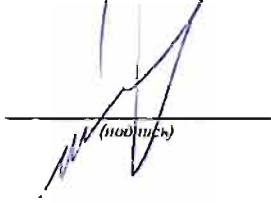
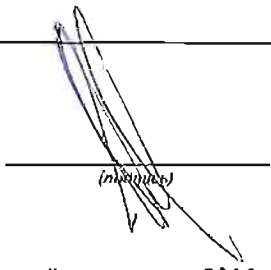
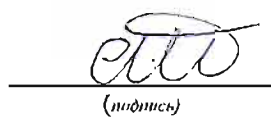

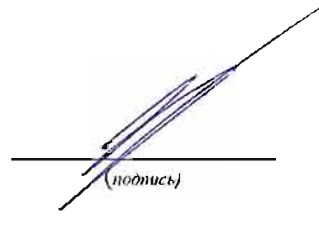
	<p>планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p> <p>Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</p>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	<p>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.</p>
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Аганского месторождения нефти.
Куст скважин № 188»

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



Приложение №1.1.

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

" 06 " 10 2015 г.
На № _____

№ МР - 442
от «__» _____ 2015г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

«Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 188».

«Обустройство Южно – Островного месторождения нефти. Куст скважин № 4»

Приложение: ТУ – 18л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г. Разин

Р.С.Щедранов
тел. 46-762

15-17/3
07.10.15

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

М.Г. Разин
« » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 188»

1. Месторождение, район строительства	Аганское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	1 Этап. Нефтегазопровода «к.188 – т.вр. к.38» 2 Этап. Нефтегазопровода «т.вр.к.188,38 – т.вр.ЦНС». 3 Этап. Высоконапорный водовод «т.вр. – к.188».
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.188 – т.вр. » От к.188 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Аганского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 411/327; Давление в точке подключения – 14 кгс/см²; Диаметр в точке подключения – 219 мм.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.188 – т.вр.ЦНС » От т.вр.к.188 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Аганского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 14 кгс/см²; Диаметр в точке подключения – 426 мм.</p> <p>3 этап. Высоконапорный водовод « т.вр.– к.188 » Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 Аганского м/р на к.188 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 500; Давление в точке подключения – 150 кгс/см²; Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>–В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</p>

- 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 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 нефтегазопровода 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 существующую систему трубопроводов. 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 нефтегазопроводов 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 210 кг/см²;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
 - 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 из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых

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

- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими 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

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

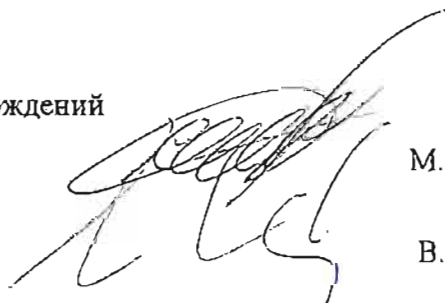
Технические условия составил:
Инженер 2 категории группы ИиНТ ДТТ



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

Предусмотреть ЗКЛ для
подключения
существующих и
проектируемых кустов

К-104

К-38

К-188

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L- 0,8 км.

К-37

3 Этап. Проектируемый высоконапорный
водовод L- 3,0 км.

2 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L- 2,2 км.

К-346

К-34

К-92

104п
104п

К-36

К-33

К-96

К-376

К-326

К-32

К-95

4р

922р 922р

К-1

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройники, в сущ. задвижку) с ПТС «Сервис-Нефть» ПТО АНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений и существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Исполнитель

Должность: Инженер 2 категории ГИИИТ

Ф.И.О.: Щедранов В.Б.

Подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

Калитку располагать со стороны дороги, подъезда к узлу задвижек. Калитка должна открываться наружу и висеть на петлях. Предусмотреть засов.

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

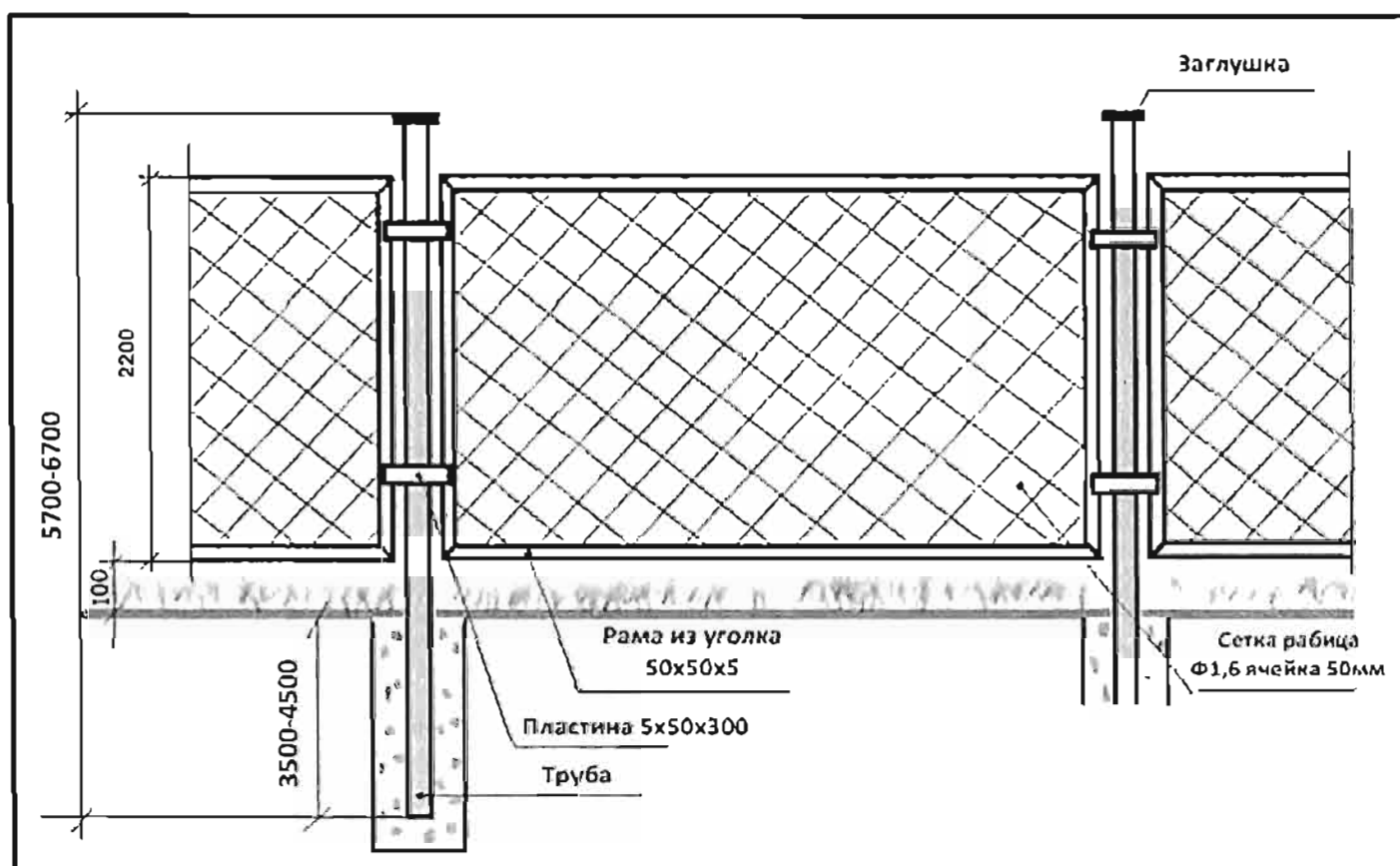
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

Управление «Сервис нефть» 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Таблица результатов расчета

[illegible]

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

14 октября 2015
На № МБ-800

№ СМ-2221
от 28.09.2015 г.

Начальнику ДПРПиОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-4 Южно-Островного м/р, КП-188 Аганского м/р.

Приложения: 1. ТУ №250-2015 от 13.10.2015 г. – на 3-х л. в 1 экз.;
 2. ТУ №251-2015 от 12.10.2015 г. – на 6-ти л. в 1 экз.

С уважением,

С.Ю. Мухин

Технические условия № 251-2015 от 15.10.2015 г.
на электроснабжение КП-188 Аганского м/р

Запрашиваемая мощность – 641 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/667 от 14.03.2013г., «О ТУ на реконструкцию ПС-35/6кВ «Промысловая-2», выданных ООО «МЭН».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-188 Аганского месторождения нефти.

Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-188 Аганского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:
- Существующая опора №27 ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Промысловая-2». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости произвести замену опоры в точке подключения.
 - Существующая опора №4.2 ВЛ-6кВ Ф-14 ПС-35/6кВ «Промысловая-2». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости произвести замену опоры в точке подключения.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Промысловая-2» 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-188 – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-188 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-188.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-188 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».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.

- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-188 Аганского 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.

Приложения: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4, Ф-14 ПС-35/6кВ «Промысловая-2» - на 2 листах в 1 экземпляре.
2. Схема прохождения трасс ВЛ-6кВ на КП-188 Аганского м/р. – на 1 листе в 1 экземпляре.

**Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»**



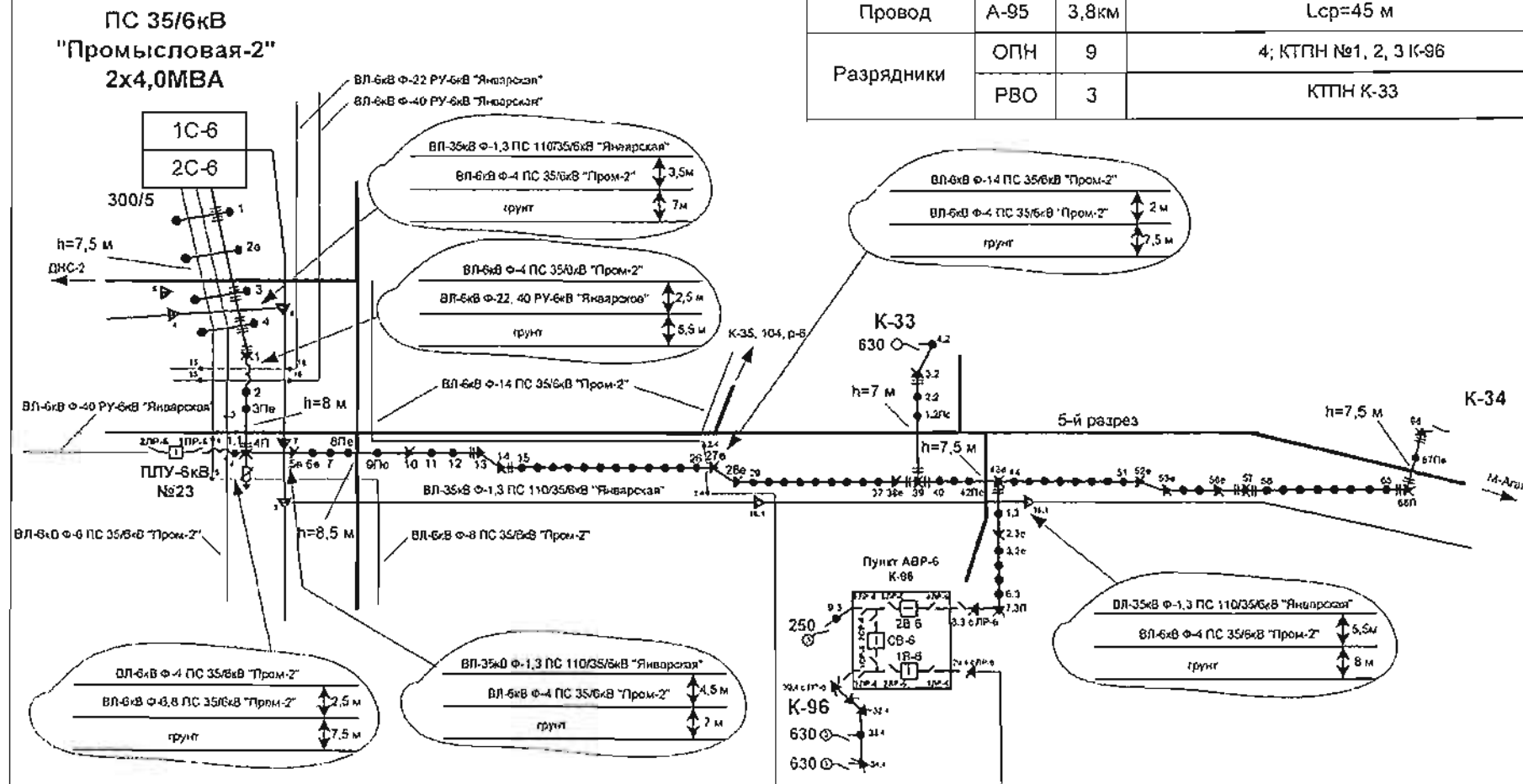
В.В. Долгушин

**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



С.Ю. Мухин

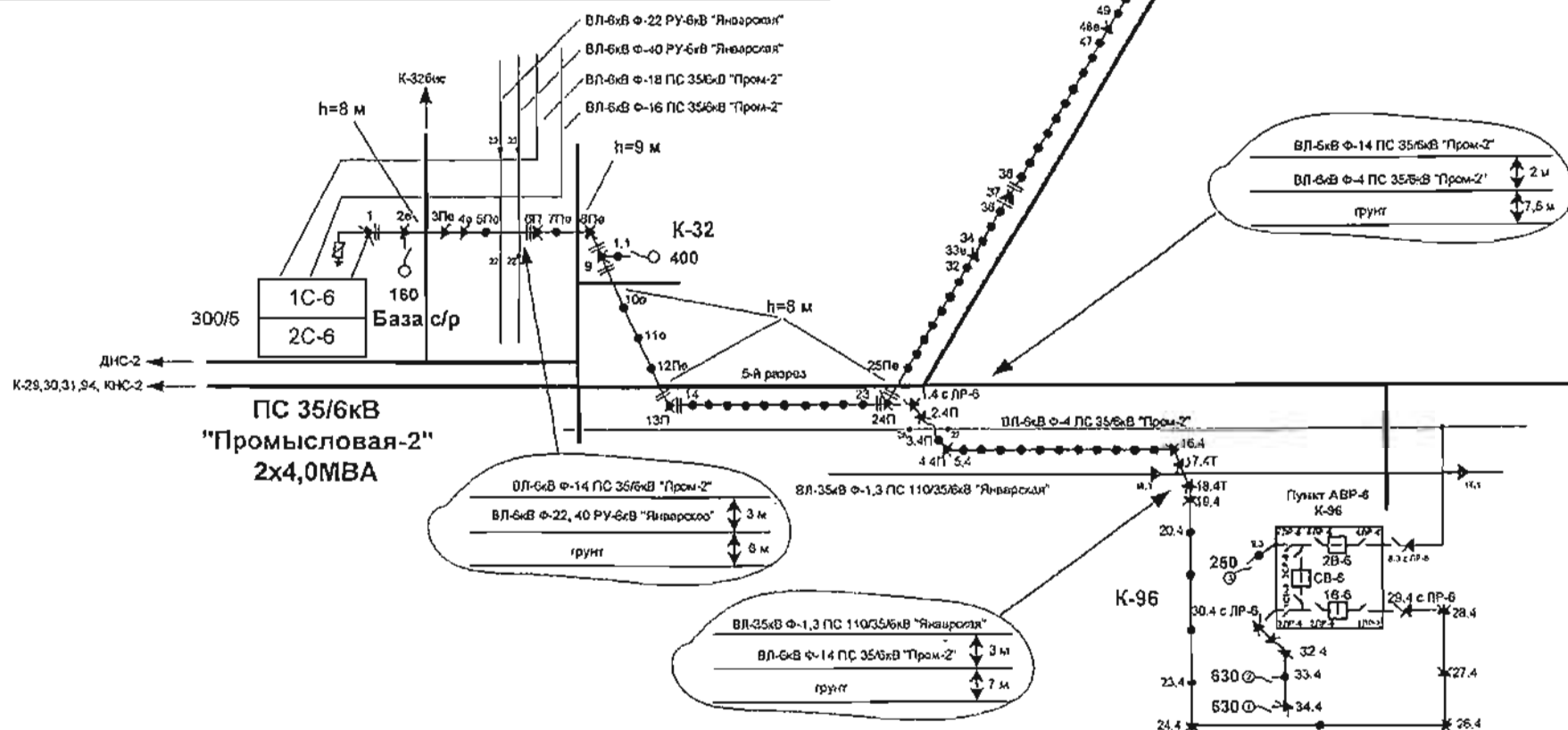
Наименование	Тип	Кол-во	Номера опор
Анкерно-угловые	Метал.	21	7; 4; 5; 10; 13; 14; 27; 28; 38; 39; 43; 52; 53; 56; 57; 60; 68; 3.2; 2.3; 7.3; 8.3
Промежуточные	Метал.	61	2; 3; 6-9; 11-12; 15-26; 29-37; 40-42; 44-51; 54-55; 58-65; 67; 1.1; 1.2; 2.2; 4.2; 1.3; 3.3-6.3; 9.3
Провод	А-95	3,8км	L _{ср} =45 м
Разрядники	ОПН	9	4; КТПН №1, 2, 3 К-96
	РВО	3	КТПН К-33



●	Опоры метал. промеж.
▶	Опоры метал. анкер
	Подвесная гирлянда
с	Двойные изоляторы
п	Повышенная опора
—●—	Портал

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	05-006-8Л-056	литер	лист	листов
Гл. инженер	Долгушин В.В.			21.07.14				
Зам.гл.инж.	Петров А.Ю.							
Нач. ПТО	Марченко А.Н.			21.07.14	Лоопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4 ПС 35/6кВ "Промысловая-2"	Сетевой район №5		
Нач.ср.№ 5	Кудинов В.П.			21.07.14				
Выполнил	Валитов Р.Х.			21.07.14	ООО "МегионЭнергоНефть"			

Наименование	Тип	Кол-во	Номера опор
Анкерно-угловые	Метал.	36	1-4; 6; 8; 9; 13; 24; 33; 37; 48; 57; 58; 60-63; 4.2; 1.3; 1.4; 2.4; 4.4; 16.4-19.4; 24.4; 26.4-32.4; 34.4
Промежуточные	Метал.	68	5; 7; 10-12; 14-23; 25-32; 34-36; 38-47; 49-56; 59; 64; 1.1; 1.2-3.2; 5.2; 3.4; 5.4-15.4; 20.4-23.4; 25.4; 33.4
Провод	А-120	5,43 км	Лср=53 м
Разрядники	ОПН	21	1: КТПН База с/р; КТПН К-32; КТПН К-38; КТПН К-104; КТПН №1,2,3 К-96
	РВО	3	КТПН р-6



●	Опоры метал. промеж.
►	Опоры метал. анкер.
	Подвесная гирлянда
с	Двойные изоляторы
п	Повышенная опора

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Гл. инженер		Долгушин В.В.	<i>[Signature]</i>	21.07.14
Зам.гл.инж.		Петров А.Ю.	<i>[Signature]</i>	
Нач. ПТО		Марченко А.Н.	<i>[Signature]</i>	
Нач.с/р №5		Кулинов В.П.	<i>[Signature]</i>	21.07.14
Выполнил		Валитов Р.Х.	<i>[Signature]</i>	21.07.14

05-006-ВЛ-059

Поопорная схема
ВЛ-6кВ ф-14
ПС35/6кВ "Промысловая-2"

ООО "Миссия Энерго Нефть"

литер лист листов

Сетевой район №5

[illegible]

Проектируемые ВЛ-6кВ №1,2
на КП-188

Существующая ВЛ-6кВ Ф-4
ПС-35/6кВ «Промысловая-2»

п/ст 110/35/8 кв.
"Январская"

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

17 09 2015г.
На № _____

№ МС-478
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 № 26 Ачимовского месторождения, КП № 236 Ватинского месторождения, КП № 466 Кетовского месторождения, КП № 16 Северо-Островного месторождения.

Взамен КП №№ 172, 405, 413 Ватинского месторождения направляю для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 186, 270, 271 соответственно. Взамен КП № 19 Северо-Островного месторождения направляю данные по КП № 196, взамен КП №№ 126_п, 132_п Северо-Покурского месторождения направляю данные по КП №№ 127, 128 соответственно.

Проектирование КП № 188 Аганского месторождения, КП № 43 Кетовского месторождения, КП № 20 Северо-Островного месторождения, КП № 4 Южно-Островного месторождения необходимо продолжить в соответствии с ранее выданными проектными данными (письма начальника ДГиН за №№ 05-284 от 29.07.2013г, 05-194 от 14.05.2014г, 05-299 от 17.07.2014г, 05-230 от 03.06.2014г соответственно).

Так же сообщаю, что КП №№ 52, 65, 82 Тайлаковского месторождения имеют действующие проекты обустройства. Для уточнения возможности их

реализации в адрес начальника УКСиРО 17.09.2015г был направлен запрос № МС-477 от 17.09.2015г (копию прилагаю). В случае получения отрицательного ответа в Ваш адрес будут направлены проектные данные и динамика и основных показателей разработки для проектирования новых КП в районе КП №№ 52, 65, 82 Тайлаковского месторождения (по возможности с использованием их земельных отводов).

- Приложение:
- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по № 26 Ачимовского месторождения – 3 листа.
 - 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 236 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46б Кетовского месторождения – 3 листа.
 - 4) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 16 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 5) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 186 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 6) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 270 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 7) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 271 Ватинского месторождения – 3 листа.
 - 8) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 196 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 9) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 127 Северо-Покурского месторождения – 3 листа.
 - 10) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 128 Северо-Покурского месторождения – 3 листа.
 - 11) Копия письма за № МС-477 начальнику УКСиРО о возможности бурения КП № 52, 65, 82 Тайлаковского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын

17.09.15 115-1617



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

29 июля 2013г.
На № _____

№ 05- 234
от _____ 2013г.

Начальнику департамента по
новым проектам, технике и
технологии
ОАО «СН-МНГ»
И.Г. Тухфатуллин

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

В ответ на исходящее письмо № ИТ-470 направляю Вам проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 186, 141, 187, 188, 182, 184 Аганского месторождения, откорректированные согласно Вашего запроса.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 186 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 141 Аганского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 187 Аганского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 188 Аганского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 182 Аганского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 187 Аганского месторождения.

С уважением,

М.О. Перегудов

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 188
Аганского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Аганское НГДУ						
Аганское	188		Ач.	31	25	5
район скв. 371			Ач.	34	27	5
		нагн	Ач.	37	29	5
			Ач.	37	29	5
			Ач.	42	33	5
		нагн	Ач.	37	29	5
			Ач.	37	29	5
			Ач.	42	33	5
		нагн	Ач.	42	33	5
			Ач.	37	29	5
			Ач.	37	29	5
		водоз	ПК			
		водоз	ПК			
			Сумма	411	327	
			Ср. Q	37	30	

Проектные данные по КП № 188 Аганского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м.3/сут	Давление нагн атм	Газо содержание м.3/м	Пл. тем-ра град	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м.3/сут					нефти м.3/сут
						с отработ	без отработ							
Аганское НГДУ														
1	Аганское	188	Ач	13	8	3	0	2	411	327	500	180	101,8	90
1	Итого по месторождению			13	8	3	0	2						

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"

Дмитриева И.В.

Динамика основных показателей разработки КП Аганского месторождения.

№	Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 188										
	Общий фонд скважин, шт	11	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	в т.ч. - добывающих	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- патентованных	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Добыча нефти, тыс. т	85,5	99,7	96,7	93,8	91,0	89,2	87,4	85,7	84,0	82,3
	Добыча газа, тыс. т	107,7	125,6	131,9	138,3	138,5	137,8	137,1	136,4	135,7	135,0
	Закачка рабочего агента, тыс. т	53,3	183,0	182,5	182,5	182,5	183,0	182,5	182,5	182,5	183,0
	Ресурсы газа, млн м3	8,7	10,2	9,8	9,6	9,3	9,1	8,9	8,7	8,5	8,4

Начальник ОМНПР ОАО "СН-МНГ"



И.В. Дмитриева

Белыхов А.В.
46-172



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

28 09 2015 г.
На № _____

№ 14-316
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-792 от 24.09.2015г. направляю перечень скважин КП № 4 Южно-Островного месторождения, КП № 188 Аганского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 2 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №188 Аганского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назв. скважины	Пл. скважины	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Аганского район скв. №371	А 111	188	гор	Ач	31	25	5	5-30-2300	32
	А 112		гор	Ач	34	27	5	5-30-2300	32
	А 113		вагн	Ач	37	29	5	5-30-2300	32
	А 114		гор	Ач	37	29	5	5-30-2300	32
	А 115		гор	Ач	42	33	5	5-45-2300	45
	А 116		нагн	Ач	37	29	5	5-30-2300	32
	А 117		гор	Ач	37	29	5	5-30-2300	32
	А 118		гор	Ач	42	33	5	5-45-2300	45
	А 119		нагн	Ач	42	33	5	5-45-2300	45
	А 120		гор	Ач	37	29	5	5-30-2300	32
	А 121		гор	Ач	37	29	5	5-30-2300	32
	А 122		водо	ПК				5-250-1900	125
	А 123		водо	ПК				5-250-1900	125
				Сумма	413	325			641
				Ср. Q	38	30			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

24 августа 2015 г.
На № _____

№ 24-138
от _____ 2015 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	188	Аганское	812835	399493	90°.

Примечание: ГТН-отсутствует.
Земли лесного фонда

Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

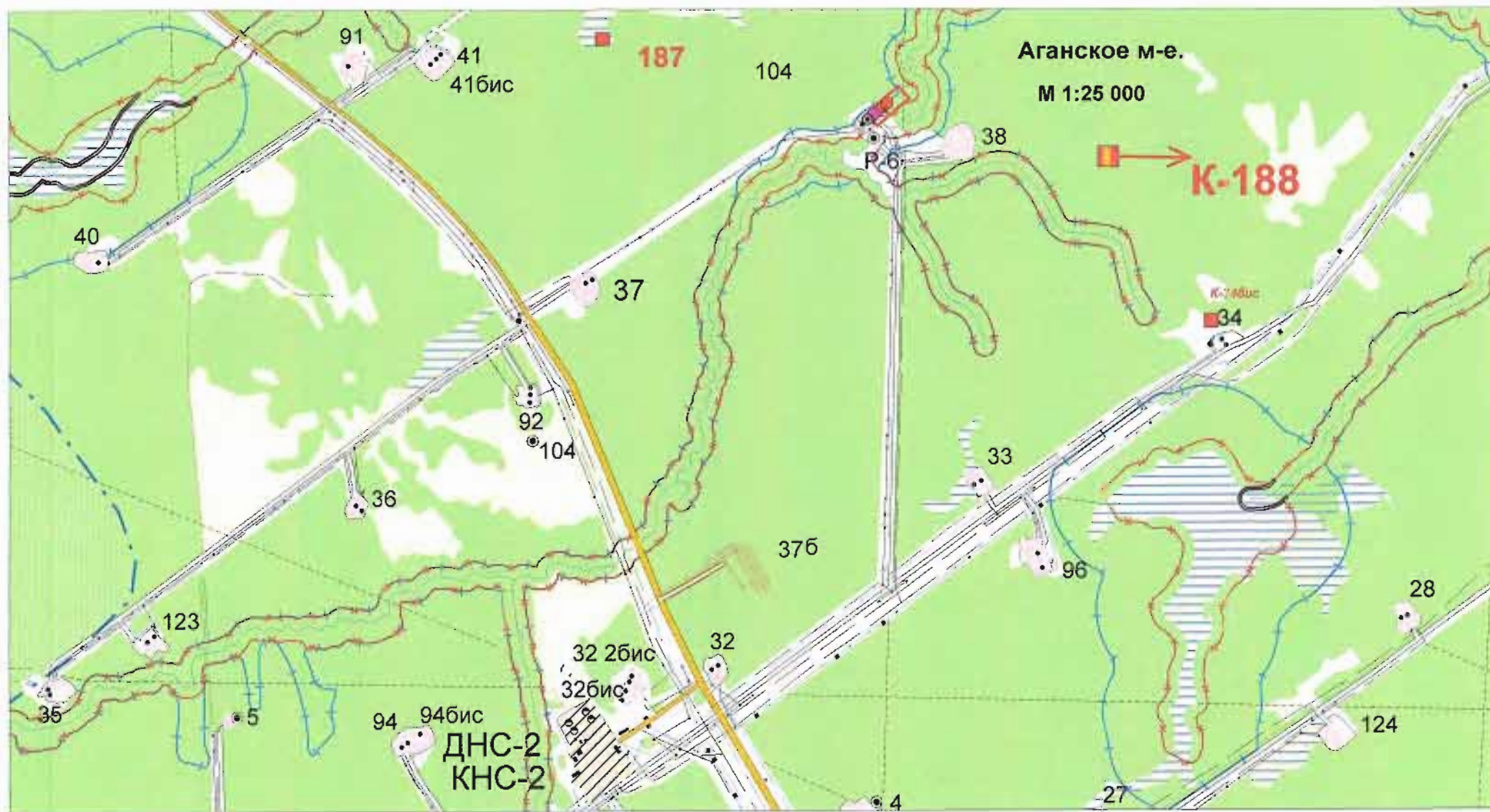


М.Ф.Старицын

Начальник отдела
земельных отводов



Д.В.Соловей





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

29 сентября 2015г.
На № _____

№ АТ-46/1001
от _____ 2015г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

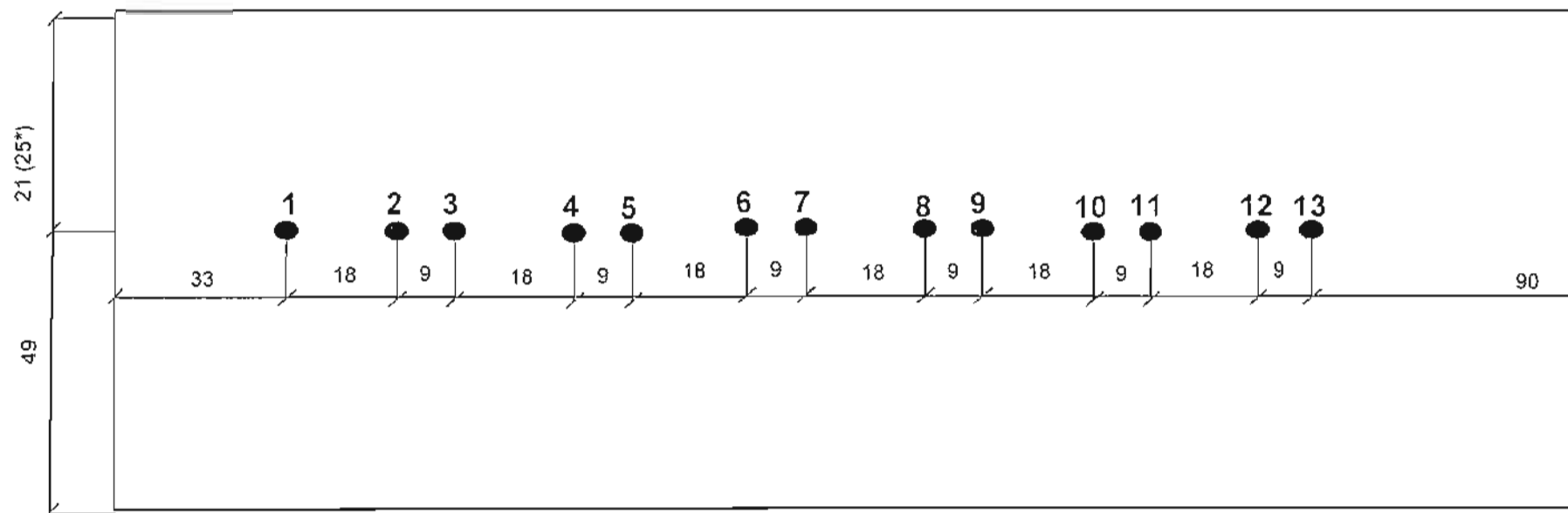
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП №4 Южно-Островного м/р - 1500м³;
2. КП №20 Северо-Островного м/р - 1500м³;
3. КП №188 Аганского м/р - 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 188 АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 29.09.15 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.