

УТВЕРЖДАЮ:

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



А.М. Пятаев

2015 г.

**Задание на проектирование № 162-15  
«Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин №15»**

<b>1.</b>	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин №15.
<b>2.</b>	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Аригольский лицензионный участок.
<b>3.</b>	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
<b>4.</b>	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
<b>5.</b>	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
<b>6.</b>	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
<b>7.</b>	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
<b>8.</b>	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2018г.
<b>9.</b>	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
<b>10.</b>	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
<b>11.</b>	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №15 Аригольского 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"><li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li><li>– Точки подключения, полноту снятых коммуникаций с эксплуатирующей службой и энергоснабжающей организацией;</li></ul> <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.	<b>Требования к выделению этапов строительства</b> <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.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b> <p><b><u>Куст скважин №15</u></b></p> <p>Общий фонд скважин -12шт., в том числе:</p> <p>добывающих скважин -7 шт.,</p> <p>нагнетательных скважин -4шт.;</p> <p>водозаборных скважин -1шт.</p> <p>Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;</p> <p>Перечень скважин с указанием пусковых дебитов и планируемое 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> <p>– <u>Автодорога на куст скважин №6</u></p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин №15</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>– <u>ВЛ-6кВ №1, 2 на куст скважин №15</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2).</p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №15</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №15</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>Проектирование нефтегазопровода и высоконапорных водоводов 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.15 – т.вр.к.15</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод КНС-т.вр.к.13</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.13-т.вр.к.7</td><td>0,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин №15	0,45	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №15	0,45	Возможна корректировка	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №15	0,45	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод к.15 – т.вр.к.15	0,45	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод КНС-т.вр.к.13	1,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.13-т.вр.к.7	0,7	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																										
Автодорога на куст скважин №15	0,45	Возможна корректировка																										
Наименование участка	Длина, км	Примечание																										
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №15	0,45	Возможна корректировка																										
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №15	0,45	Возможна корректировка																										
Наименование участка	Длина, км	Примечание																										
Нефтегазопровод к.15 – т.вр.к.15	0,45	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод КНС-т.вр.к.13	1,2	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод т.вр.к.13-т.вр.к.7	0,7	Возможна корректировка																										



	Высоконапорный водовод т.вр.к.7-твр.к.15	1,65	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр.к.15-к.15	0,45	Возможна корректировка
<b>14.</b>	<b>Требования к техническим решениям</b>		
	<p>– При проектировании учитывать требования п.9 технических условий ДПРПиОМ от 20.11.2015г. (Приложение № 1, Приложение №1.1).</p> <p>– Электроснабжение куста скважин №15 Аригольского месторождения выполнить в соответствии с требованиями технических условий, выданных ООО «ЮЭС» 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 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).</p>		
<b>15.</b>	<b>Особые условия строительства</b>		
	<p>– Новое строительство;</p> <p>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</p> <p>– Кустовая площадка №15 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 Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);</p>		
<b>16.</b>	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>		
	Не требуется.		
<b>17.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>		
	<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), 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).</p>
<b>18.</b>	<p><b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b></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 «Нижнеобьрыбвод»;</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>
<b>19.</b>	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></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>
<b>20.</b>	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></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>

<b>21.</b>	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется
<b>22.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013;</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации;</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин №15»;</p> <p>Приложение № 1.1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов куста скважин №15 Аригольского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение КП-15 Аригольского 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>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.;</li> <li>– После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, 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.</li> </ul>



28.	<p><b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Представить опросные листы в формате Заказчика;</li><li>– Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li><li>– 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.</li><li>– Материалы и оборудование должны иметь коды SAP R3, согласно требований Заказчика.</li><li>– Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:</li></ul> <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"><li>– 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).</li></ul>	№	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><b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10, 10.1);</li><li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arp, *.xml, *.xls;</li><li>– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 11 включить в состав пояснительной записки;</li><li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li></ul>																						
30.	<p><b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Согласовать проектные решения с заказчиком;</li><li>– Опросные листы на оборудование согласовать со службами ОАО «СН-МНГ»;</li><li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).</li></ul>																						
31.	<p><b>Особые условия</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– На начальном этапе проектирования для принятия основных технических решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».</li><li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</li><li>– Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</li><li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li></ul>																						


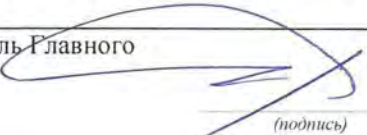
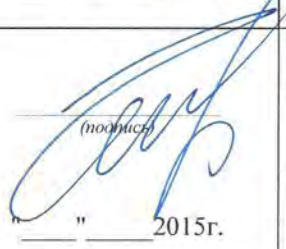
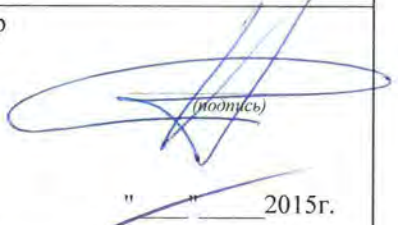
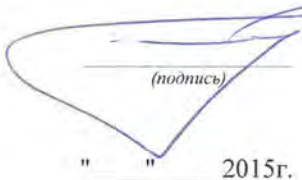
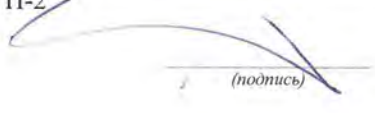

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов;</li> <li>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>– Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки. Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно, сделать их как примыкание к дороге на КП;</li> <li>– При пересечении проектируемых коммуникаций с существующими направить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;</li> <li>– Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>33.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации;</li> <li>– При необходимости, получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы;</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ;</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>34.</b>	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется

Исполнитель:  
Инженер I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ



Е.В. Кочергина

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование № 162-15**  
**«Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин №15»**

Заместитель Генерального директора - Директор по капитальному строительству  (подпись) Николаев Д.А. " " 2015г.	Заместитель Главного инженера  (подпись) Седякин А.С. " " 2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) Тухфатуллин И.Г. " " 2015г.	Главный инженер ВНГДУ  (подпись) Мережкин Р.А.. " " 2015г.
Начальник УКС и РО  (подпись) Лещенко Е.В. " " 2015г.	Начальник НГП-2 ВНГДУ  (подпись) Писоцкий И.В. " " 2015г.
Зам. начальника ООПИР ДПИРиВОЭ  (подпись) Игнатов С.В. " " 2015г.	



**УТВЕРЖДАЮ:**

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

  
И.Г. Тухфатуллин  
«29» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Аригольского месторождения нефти.  
Куст скважин № 15»**

1.	<b>Наименование объекта</b>																											
	Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин № 15.																											
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																											
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Западно-Аригольский лицензионный участок.																											
3.	<b>Основание для проектирования</b>																											
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																											
4.	<b>Заказчик</b>																											
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																											
5.	<b>Вид строительства</b>																											
	Капитальное строительство.																											
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>																											
	2018г.																											
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																											
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																											
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																											
	<b><u>Куст скважин № 15 – 12 скважин:</u></b>																											
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №15</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №15 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №15 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.15 – т.вр.к.15 (Приложение № 1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод КНС – т.вр.к.13 (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.13 – т.вр.к.7 (Приложение № 1)</td><td>0,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.7 – т.вр.к.15 (Приложение № 1)</td><td>1,65</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.15 – к.15 (Приложение № 1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №15	0,45	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №15 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,45	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №15 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,45	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.15 – т.вр.к.15 (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод КНС – т.вр.к.13 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.13 – т.вр.к.7 (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.7 – т.вр.к.15 (Приложение № 1)	1,65	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.15 – к.15 (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																										
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №15	0,45	Возможна корректировка																										
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №15 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,45	Возможна корректировка																										
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №15 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,45	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод к.15 – т.вр.к.15 (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод КНС – т.вр.к.13 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод т.вр.к.13 – т.вр.к.7 (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод т.вр.к.7 – т.вр.к.15 (Приложение № 1)	1,65	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод т.вр.к.15 – к.15 (Приложение № 1)	0,45	Возможна корректировка																										
	– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;																											
	– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и																											

планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 15:

месторождение	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
Аригольское	гор с МГРП	ЮВ1	145	84	30
	гор с МГРП	ЮВ1	130	76	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	120	70	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	115	67	30
	водоз	ПК			
	гор с МГРП	ЮВ1	108	63	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	108	63	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	103	60	30
	4	Сумма	1009	586	
	0	Ср. Q	92	53	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 15 представлено в Приложении № 4.

## 9. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кгс/см}^2$ , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (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 № 15:  
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 170 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;P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- 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 болсе 20 Кп% (СНиП 23-05-95\*; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008

	<p>№ 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</p>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>– Кустовая площадка № 15 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19)</li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>– а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>– б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)</li> </ul> </li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их</li> </ul>

	<p>содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
<b>12.</b>	<p><b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> <li>– Получение Государственной Экологической экспертизы;</li> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
<b>13.</b>	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>14.</b>	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<b>15.</b>	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов»          Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»          Приложение № 3 «Основные показатели разработки»          Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»</p>




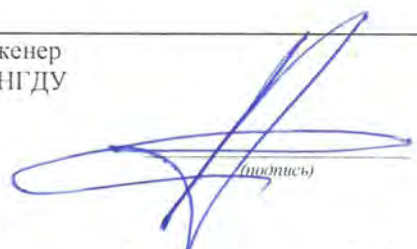



	Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Инженер 1 категории ОПМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту:**  
**«Обустройство Аригольского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 15»**

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н.      "   "      2015г.</p> 	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p>Мережкин Р.А.      "   "      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> 	

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 «\_\_» \_\_\_\_\_ 2015г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О направлении ТУ*

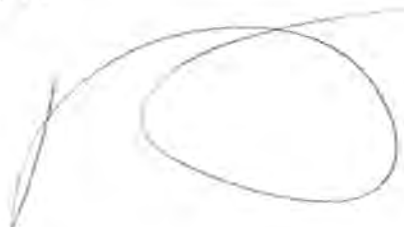
**Уважаемый Михаил Николаевич!**

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., 1э.

С уважением,  
Начальник



М.Г. Разин

Р.С.Щедранов  
тел. 46-762

Вх. 1961  
16.11.2015



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

  
М.Г. Разин  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объектам  
«Обустройство Аригольского месторождения нефти. Куст скважин № 15.»

1. Месторождение, район строительства	Аригольское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	1 Этап. Нефтегазопровод «к.15-т.вр.к.15» 2 Этап. Высоконапорный водовод «КНС – т.вр.к.13» 3 Этап. Высоконапорный водовод « т.вр.к.13 – т.вр.к.7» 4 Этап. Высоконапорный водовод « т.вр.к.7 – т.вр.к.15» 5 Этап. Высоконапорный водовод « т.вр.к.15 –к.15»
4. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"><li>– 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;</li><li>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li><li>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li><li>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li><li>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные 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;</li><li>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а</li></ul>

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  $40 \text{ кг/см}^2$ ;

- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг/см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;

- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс/см}^2$ ;

- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять  $210 \text{ кг/см}^2$ ;

- 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  $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$  (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



	<p>следующим вариантам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>а) «холодная» врезка,</li> <li>б) врезка тройником,</li> <li>в) подключение в существующую задвижку;</li> </ul> <p>– В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов, разработать мероприятия по демонтажу (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <p>– 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;</p> <p>– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</p> <p>– 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;</p> <p>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</p> <p>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <p>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;</p> <p>– На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 Этап. Нефтегазопровод «к.15-г.вр.к.15»</b></p> <p>От к.15 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – УПН Аригольского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1009/586</math></p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>

	<p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>2.Этап Высоконапорный водовод «КНС – т.вр.к.13 »</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС Аригольского м/р на т.вр.к.13.  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p><b>3.Этап Высоконапорный водовод « т.вр.к.13 – т.вр.к.7 »</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС Аригольского м/р на т.вр.к.7.  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p><b>4.Этап Высоконапорный водовод «т.вр.к.7 – т.вр.к.15 »</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС Аригольского м/р на т.вр.к.15.  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p><b>5.Этап Высоконапорный водовод «т.вр.к.15 – к.15 »</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС Аригольского м/р к.15.  Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 800</math>.  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
6. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Принять за исходный вариант схему прохождения трассы, точки подключения к действующим трубопроводам согласно приложению №1;</li> <li>– Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов, схему расположения, точки подключения откорректировать по результатам изысканий для обеспечения требований к техническим решениям;</li> <li>– Результаты изысканий согласовать с ПТО ИГДУ, ДТТ, Управлением «Сервис-Нефть» ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному</li> </ul>

	<p>контролю качества подготовительных работ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>– Предусмотреть проектом возможность применения материалов различных производителей (взаимозаменяемость);</li> <li>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
7. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>– Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> </ul> <p>Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

## СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н. Бессонов

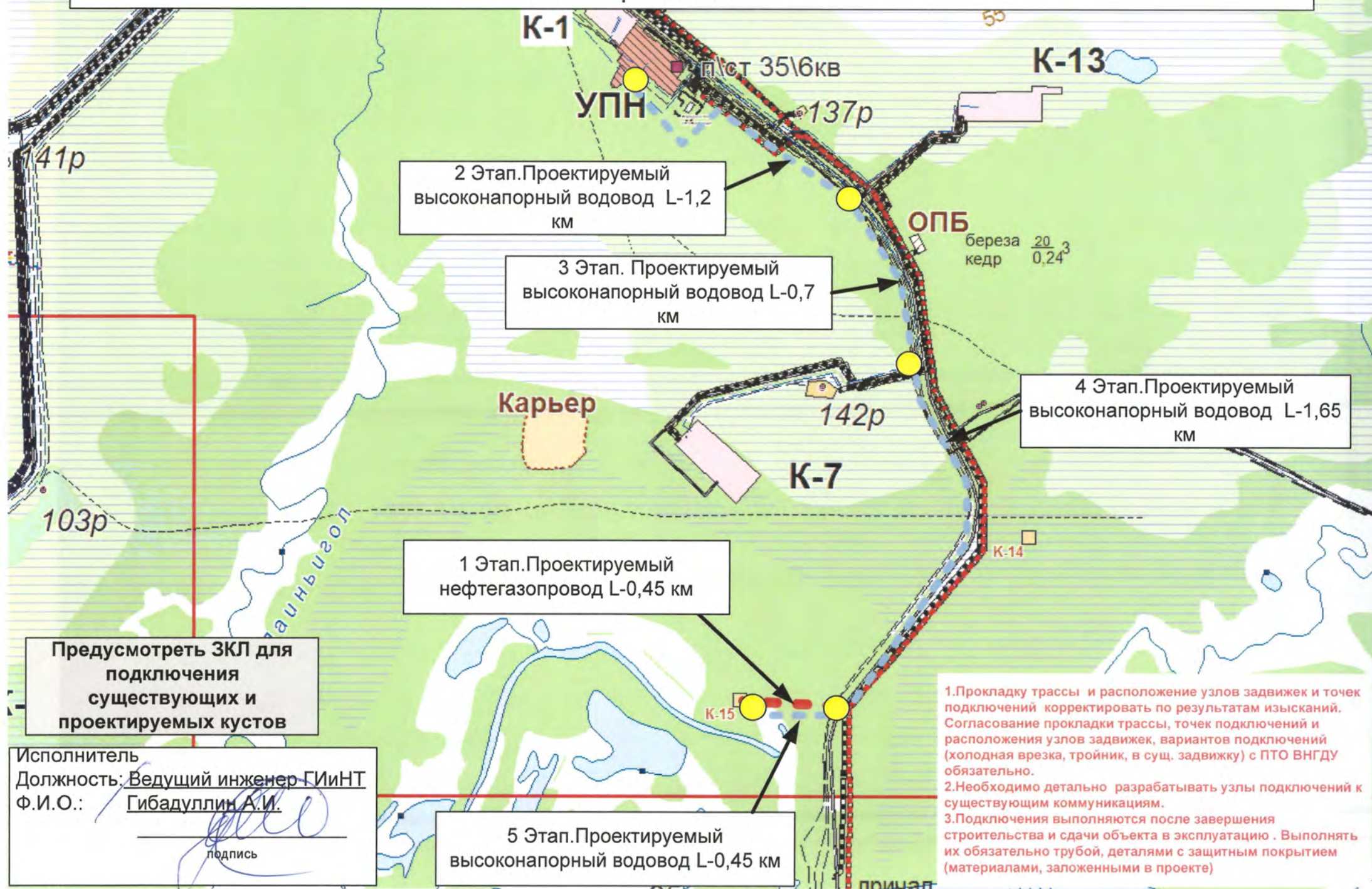
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин



Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №15 Аригольского месторождения нефти.  
Приложение №1



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

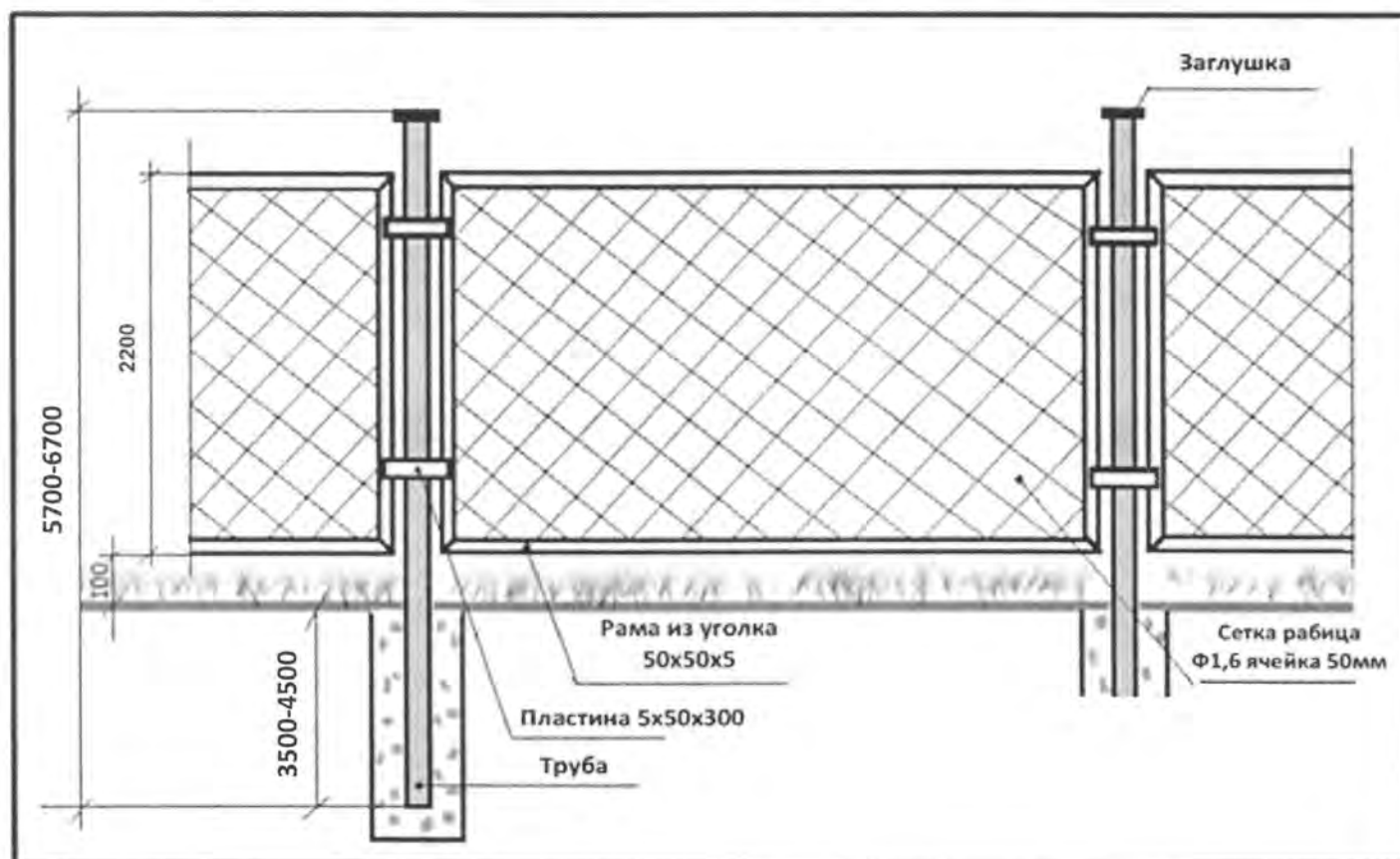
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

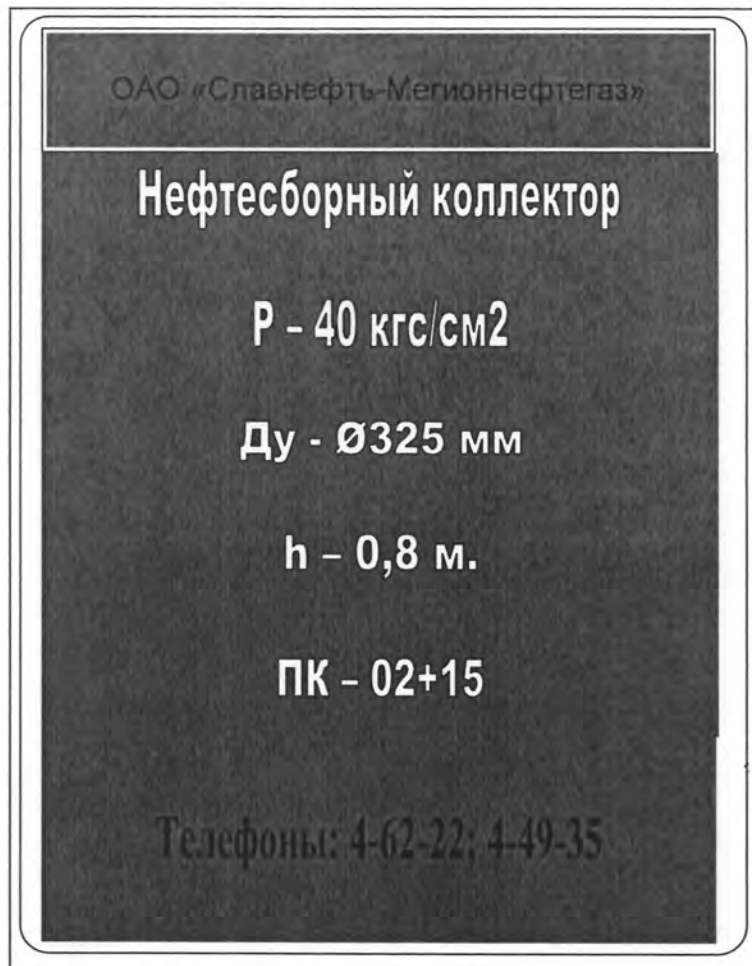
ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

НГП ВНГДУ 4-49-35

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





**Таблица результатов расчета**

[illegible]

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"  
**ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

---

23 октября 2015  
На № МБ-774

№ СМ-2358  
от 21.09.2015 г.

Начальнику ДПРПиОМ  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-15  
Аригольского м/р.

Приложения: 1. ТУ №270-2015 от 22.10.2015 г. – на 2-х л. в 1 экз.

С уважением,

**С.Ю. Мухин**

Технические условия № 240-2015 от «22» 10 2015г.  
на электроснабжение КП-15 Аригольского месторождения нефти

Установленная мощность – 1110кВт

1. Разработать проект электроснабжения КП-15 Аригольского месторождения нефти.
2. Проект согласовать с ЭО ОАО «СН-МНГ», ООО «ЮЭС».
3. Проект предоставить в ЭО ОАО «СН-МНГ», ООО «ЮЭС» на бумажном и электронном носителях.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3. ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1 Категорию электроснабжения определить проектом.
  - 6.2 Проверочный расчет электрооборудования ячеек 6кВ №№ 8, 13 ПС-35/6кВ «Аригольская» на соответствие величине подключаемой нагрузки. При необходимости предусмотреть замену.
  - 6.3 Расчет уставок РЗА для проектируемых присоединений ячеек 6кВ №№ 8, 13 ПС-35/6кВ «Аригольская» и пункта АВР-6кВ. Результаты расчетов предоставить в ООО «ЮЭС».
  - 6.4 Напряжение на шинах 6кВ в КРУН-6кВ ПС-35/6кВ «Аригольская» - в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
  - 6.5 Точки подключения:
    - 6.5.1 Для ВЛ-6кВ № 1 – опора ВЛ-6кВ Ф.№ 8 от ПС-35/6кВ «Аригольская». Номер опоры определить в процессе проектно изыскательских работ с ИТР сетевого района.
    - 6.5.2 Для ВЛ-6кВ № 2 – опора ВЛ-6кВ Ф.№ 13 от ПС-35/6кВ «Аригольская». Номер опоры определить в процессе проектно изыскательских работ с ИТР сетевого района.
  - 6.6 Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-15. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.7 Определить места пересечений проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ ОАО «СН-МНГ». В случае необходимости предусмотреть переврезку ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов.
  - 6.8 Трассу ВЛ-6кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-6кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
  - 6.9 Устройство защиты от грозовых перенапряжений типа РМК, РДИП и т.п.
  - 6.10 Индикаторы неисправностей LineTroll для определения коротких замыканий и замыканий на землю в воздушных линиях.
  - 6.11 На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.



- 6.12 В проекте привести точный расчёт вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям в соответствии требованиям ПУЭ п.2.5.207.
- 6.13 Постоянные знаки на опорах ВЛ в соответствии требованиям ПУЭ п.2.5.23.
- 6.14 Места опасного сближения ЛЭП с автодорогами и зимниками, в этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ЛЭП от механических повреждений в соответствии требованиям ПУЭ.
- 6.15 В местах пересечения ЛЭП с автодорогой и зимниками предусмотреть переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ЛЭП до полотна дороги в соответствии требованиям ПУЭ.
- 6.16 Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного автотранспорта 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 февраля 2009 № 160.
- 6.17 Монтаж ЛР-6кВ на первых отпаечных опорах и концевых опорах для подключения проектируемых КТПН-6/0,4кВ.
- 6.18 Пункт АВР-6кВ на КП-15 из трех ячеек типа К-112 или аналогов на общей площадке обслуживания.
- 6.19 Строительство КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Количество, технические характеристики КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 6.20 Крепление проводов к ЛР-6кВ, КТПН-6/0,4кВ, ячеек 6кВ пункта АВР-6кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.21 Мачту освещения, грозозащиту оборудования КП-15.
- 6.22 Прокладку КЛ-0,4кВ от точки подключения до электроприемников по кабельным эстакадам. Технические характеристики, способ прокладки определить проектом.
- 6.23 Трассы КЛ, ВЛ согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 6.24 Электроприемники, оборудование заземлить в соответствии требованиям глав 1.7, 7.3 ПУЭ.

Главный инженер

И.И. Байгильдин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»

С.Ю. Мухин

Исполнитель: ПТО  
В.В. Макеев  
Тел.: (34643) 41349

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 добурирования КП №№ 3, 41 Мегионского месторождения, направляю Вам взамен для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 82, 84 Мегионского месторождения соответственно.

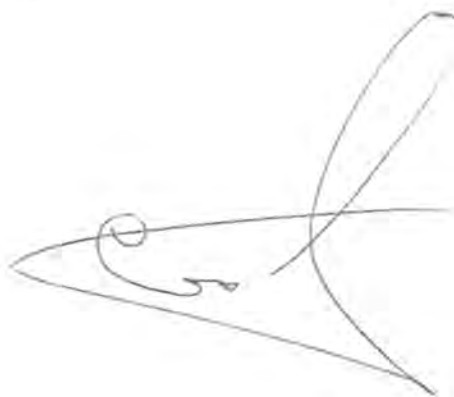
Так же сообщаю, что с целью исполнения п.1,2 протокола совещания *«по вопросу отклонения скважин возможных бурением к планируемым реализацией»*, по ряду КП, являющихся перспективными к расширению, проектные данные на расширение будут предоставлены по результату бурения первых скважин с данных кустов. 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 strokes, identifying the signatory as M.F. Starytsyn.

М.Ф. Старицын



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 15  
Аригольского месторождения

месторождение	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Аригольское	гор с МГРП	ЮВ1	145	84	30
	гор с МГРП	ЮВ1	130	76	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	120	70	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	115	67	30
	водоз	ПК			
	гор с МГРП	ЮВ1	108	63	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	108	63	30
	нагн	ЮВ1	45	26	30
	гор с МГРП	ЮВ1	103	60	30
	4	Сумма	1009	586	
	0	Ср. Q	92	53	

### Проектные данные по КП № 15 Аригольского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газосодер жанье м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отраб	без отраб								
Аганское НГДУ															
1	Аригольское	15	ЮВ1	12	7	4	0	1	1009	586	800	170	Ю1 - 93	Ю1 - 91	ЭЦН
1	того по месторождению			12	7		0	1							

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.



Горбань А.М.

**Динамика основных показателей разработки КП № 15 Аригольского месторождения**

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
<b>1</b>	<b>15</b>										
1.1	Общий фонд скважин, шт	-	-	-	8	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	-	-	-	5	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	-	-	2	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс.т	-	-	-	43,5	90,4	76,2	71,8	69,3	66,9	64,8
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	-	-	-	105,2	278,6	280,7	277,9	277,9	277,9	278,6
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. т	-	-	-	29,8	230,7	284,0	283,2	283,2	283,2	284,0
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	-	-	-	4,0	8,4	7,1	6,7	6,4	6,2	6,0

Начальник ОПиМПП

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 и 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 ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №15 Аригольского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Аригольское	***	15	гор с МГРП	ЮВ1	145	84	30	5а-160-2500	90
	***		гор с МГРП	ЮВ1	130	76	30	5-125-2500	90
	***		наги	ЮВ1	45	26	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1	120	70	30	5-125-2500	90
	***		наги	ЮВ1	45	26	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1	115	67	30	5-125-2500	90
	***		водоз	ПК				5а-800-1800	300
	***		гор с МГРП	ЮВ1	108	63	30	5-125-2500	90
	***		наги	ЮВ1	45	26	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1	108	63	30	5-125-2500	90
	***		наги	ЮВ1	45	26	30	5-45-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1	103	60	30	5-125-2500	90
				Сумма	1009	587			1110
				Ср.Q	92	53			