

УТВЕРЖДАЮ:

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

А. М. Пятаев

20 г.

**Задание на проектирование № \_\_\_\_\_**  
**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин №11»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Ачимовского месторождения. Куст скважин №11
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Ачимовское месторождение нефти.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<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 ИСО 9001-2011.
7.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016 -2017гг.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация. Рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>До начала изысканий согласовать предполагаемое прохождение всех коммуникаций с Заказчиком.</p> <p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для расширения технологической площадки согласно СП 47.13330.2012, СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, высоконапорных водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</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>- полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;</li> <li>- представить в электронном виде и на бумажном носителе документацию по планировке</li> </ul>

	координат НВР и Балтийской системе высот в формате Marinfo,																											
12.	<b>Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>																											
	Не требуется.																											
13.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>																											
	Предусмотреть независимые этапы строительства.																											
14.	<b>Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования</b>																											
	<p><b>Куст скважин № 11 – 24 скважины:</b></p> <p>Всего скважин - 24 скважины Добывающих - 14 скважин Нагнетательных - 8 скважин Водозаборных - 2 скважины</p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 11</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>4,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>4,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.11 - т.вр.к.1,11 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.11 - т.вр.к.1,11 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр. к.1,11 – УДР ДНС (Приложение №1 к ТУ)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод КНС-1 - т.вр.к.1,11 (Приложение №1 к ТУ)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.1,11 – к.11 (Приложение №1 к ТУ)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5 к ТУ; – Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем пласта с одной скважины представлены в Приложении №6 к ТУ; – Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №29; – Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 к ТУ; – Планируемое погружное оборудование куста скважин № 11 представлено в Приложении № 4 к ТУ.</p>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 11	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,8	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,8	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.11 - т.вр.к.1,11 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.11 - т.вр.к.1,11 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр. к.1,11 – УДР ДНС (Приложение №1 к ТУ)	2,6	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод КНС-1 - т.вр.к.1,11 (Приложение №1 к ТУ)	2,1	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.1,11 – к.11 (Приложение №1 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																										
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 11	1,5	Возможна корректировка																										
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,8	Возможна корректировка																										
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,8	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод к.11 - т.вр.к.1,11 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод к.11 - т.вр.к.1,11 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод т.вр. к.1,11 – УДР ДНС (Приложение №1 к ТУ)	2,6	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод КНС-1 - т.вр.к.1,11 (Приложение №1 к ТУ)	2,1	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод т.вр.к.1,11 – к.11 (Приложение №1 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка																										
15.	<b>Требования к техническим решениям</b>																											
	<p>15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.</p> <p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнять с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных</p>																											



	<p>документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</p>
16.	<p><b>Особые условия.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <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>- Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>- Запросить справку об отсутствии мест историко-культурного наследия в границах проектируемого объекта.</li> <li>- Предусмотреть строительство шламового амбара, как объекта накопления (временного складирования) с последующей переработкой отходов бурения (бурового шлама) на месте производства работ. Срок накопления отходов бурения не должен превышать 6 месяцев с момента образования.</li> <li>- Новое строительство.</li> <li>- Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>- Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</li> <li>- Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ».</li> <li>- При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».</li> <li>- Получение экспертного заключения 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»;</li> <li>- 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»;</li> <li>- Согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- Передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта.</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.</li> <li>- Полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50метров от скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе – в радиусе 25 метров).</li> <li>- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.</li> <li>- 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);</li> <li>- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P- 02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09 P-02</li> </ul>



	(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).
17.	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.
18.	<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 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.</li> <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>
19.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
20.	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется.
21.	<b>Требования к составу и оформлению рабочей документации</b>
	<p>21.1. Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.</p> <p>21.2 Разработать и предоставить утвержденный проект планировки территории и проект межевания территории.</p> <p>21.3. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</p> <p>21.4. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p>
22.	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется.
23.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».
24.	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	<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.
26.	<b>Количество экземпляров РД/ПД</b>
	<p>Документацию предоставить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на бумажном носителе в 4-х экземплярах;</li> <li>- в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.</li> </ul>

	Microsoft XL (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования), с присвоением кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».
28.	<p><b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b></p> <p>Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2).</p> <p>Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации.</p> <p>Расчет стоимости работ согласно приложению (в формате ОАО «НК «Роснефть»») включить в состав пояснительной записки.</p> <p>Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</p> <p>Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.arp, .xml и .xls).</p> <p>Исходные данные запросить отдельно.</p>
29.	<p><b>Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД</b></p> <p>Согласовать проектные решения с Заказчиком.</p> <p>Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.</p>
30.	<p><b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b></p> <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>
31.	<p><b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b></p> <p>Получение всех согласований (в т.ч. со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией) и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, с подписанием акта преднадзора.</p> <p>Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</p>
32.	<p><b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b></p> <p>Не требуется.</p>

Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н.Можин



**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование**  
**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин №11».**

<p>Заместитель Генерального директора-Директор по капитальному строительству</p> <p> (подпись)</p> <p>Д.А. Николаев      "   "      2015г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> (подпись)</p> <p>И.Г. Тухфатуллин      «   »      2015г.</p>
<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p> (подпись)</p> <p>В.В.Евдокимов      "   "      2015г.</p>	<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p> (подпись)</p> <p>А.В. Финк      "   "      2015г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> (подпись)</p> <p>Е.В. Лещенко      «   »      2015г.</p>	<p>Зам. начальника НГП-4</p> <p> (подпись)</p> <p>К.С. Налобин      "   "      2015г.</p>
<p>Начальник ОО ПИР УКСиРО</p> <p> (подпись)</p> <p>С.Н. Бабкин      «   »      2015г.</p>	<p> (подпись)</p> <p>«   »      2015г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:

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

И.Г. Тухфатуллин

2015 г.

**Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Ачимовского месторождения нефти.  
Куст скважин № 11»**

1.	<b>Наименование объекта</b>																											
	Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин № 11.																											
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																											
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Ачимовский 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>																											
	2016г.																											
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																											
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																											
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																											
	<b><u>Куст скважин № 11 – 24 скважин:</u></b>																											
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 11</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>4,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>4,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «к.11 – т.вр. к.1,11»(1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «к.11 – т.вр. к.1,11»(2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «т.вр. к.1,11-УДР ДНС» (Приложение № 1)</td><td>2,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод «КНС-т.вр.к1,11» (Приложение № 1)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод «т.вр.к1,11-к.11» (Приложение № 1)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 11	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,8	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,8	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «к.11 – т.вр. к.1,11»(1 нитка) (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «к.11 – т.вр. к.1,11»(2 нитка) (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «т.вр. к.1,11-УДР ДНС» (Приложение № 1)	2,6	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод «КНС-т.вр.к1,11» (Приложение № 1)	2,1	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод «т.вр.к1,11-к.11» (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																										
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 11	1,5	Возможна корректировка																										
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,8	Возможна корректировка																										
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №11 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,8	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод «к.11 – т.вр. к.1,11»(1 нитка) (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод «к.11 – т.вр. к.1,11»(2 нитка) (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка																										
Нефтегазопровод «т.вр. к.1,11-УДР ДНС» (Приложение № 1)	2,6	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод «КНС-т.вр.к1,11» (Приложение № 1)	2,1	Возможна корректировка																										
Высоконапорный водовод «т.вр.к1,11-к.11» (Приложение № 1)	1,5	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 № 11:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ачимовское	11	гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	55	37	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	99	44	50
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	54	36	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	74	50	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	47	31	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	70	46	25
		водоз	ПК			
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	55	37	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	27	17	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	102	50	45
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	54	36	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	96	64	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	47	31	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	52	37	20
		водоз	ПК			
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	99	44	50
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	27	17	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	74	50	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	30	20	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	102	50	45
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	30	20	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	96	64	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	52	37	20
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	70	46	25
Сумма				1413	861	
Ср. Q				64	39	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 11 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 применением труб отечественного производства:

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см<sup>2</sup>, 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 ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $\text{т}/\text{сут}$ ), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтебора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.
- Требования к организации системы ППД куста № 11:  
Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 160 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно 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 плагиблум 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, M-04, Р 06, M-02, M-05, M-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;



	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по перху вала 0,5м (ВНТП 3-85);</li> <li>– При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);</li> <li>– Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).</li> </ul> <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.).</li> <li>– 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.</li> <li>– 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)</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul>
<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 № 11 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</li> </ul>

	<p>метра. (ППБ в Лесах п.19)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется:</li> <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>
<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 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.</li> <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 <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
<b>12.</b>	<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>
	<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>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>





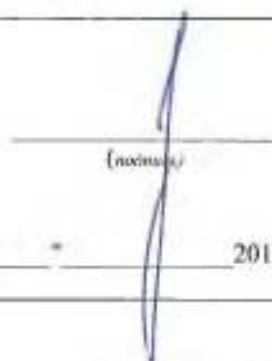

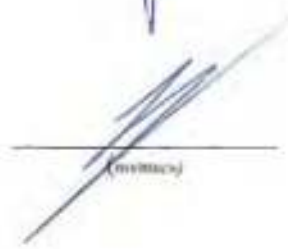
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>14.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
<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:  
Ведущий инженер ОПИОМ ДПРП и ОМ



К.С. Трипольский

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 11»**

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p>  <p>Бессонов М.Н.      "   "      2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p>  <p>Евлокинов 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>	



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 " 06 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МР-235  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О направлении ТУ*

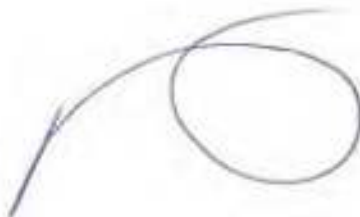
**Уважаемый Михаил Николаевич!**

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

«Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин №11»

Приложение: ТУ – 1э., 8л.

С уважением,  
Начальник



М.Г. Разин

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

М.Г. Разин  
2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объекту  
**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти.**  
**Куст скважин №11»**

1. Месторождение, район строительства	Ачимовское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.11 - т.вр.к.1,11» (1 нитка) Нефтегазопровод «к.11 - т.вр.к.1,11» (2 нитка) Нефтегазопровод «т.вр.к.1,11 - т.вр. УДР ДНС» Высоконапорный водовод «КНС – т.вр к.1,11» Высоконапорный водовод «т.вр.к1,11- кп1»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.11-т.вр.к.1,11» (1 нитка)</b> От к.11 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1413/861</math> Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «к.11-т.вр.к.1,11» (2 нитка)</b> От к.11 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1413/861</math> Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к 1,11-т.вр.УДР ДНС»</b> От твр.к.1,11 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>4 этап. Высоконапорный водовод «КНС – т.вр к.1,11»</b> Подготоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на т.вр. к.1,11. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p>



	<p><b>5 этап. Высоконапорный водовод « г.вр.ж.№1,11 – к.11»</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.11  Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1200</math>  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  <b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, 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 рассмотреть варианты применения трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.</li> <li>-Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</li> <li>-Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</li> <li>-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;</li> <li>-На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ;</li> <li>-Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и</li> </ul>

подъездных путей крановых узлов.

- Срок эксплуатации трубопроводов 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.
- Гидравлический расчет необходимо осуществлять в программном продукте OISPipe.**
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см<sup>2</sup> необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТГ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации.
- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы для прохождения диагностических снарядов.
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
  1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
  2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле

	<p>здвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.</p> <p>–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по 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 (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>
6. 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>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ 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>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

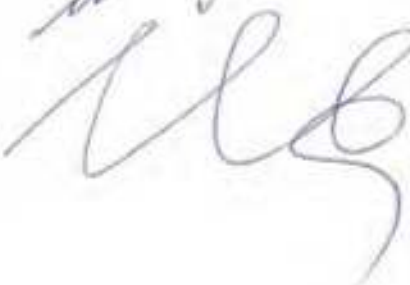
## СОГЛАСОВАНО:

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



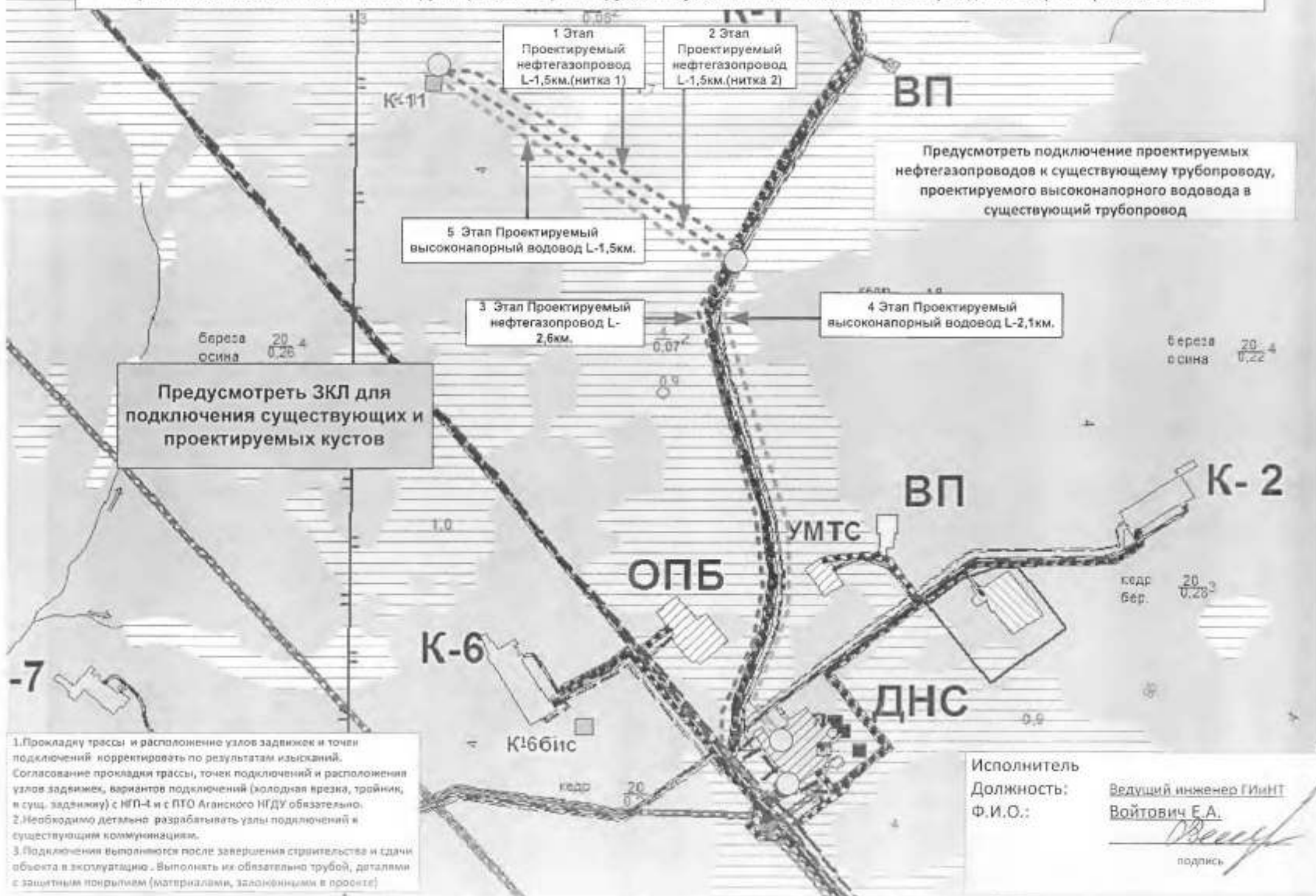
М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В. Евдокимов

## Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №11 Ачимовского 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 произведения 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:

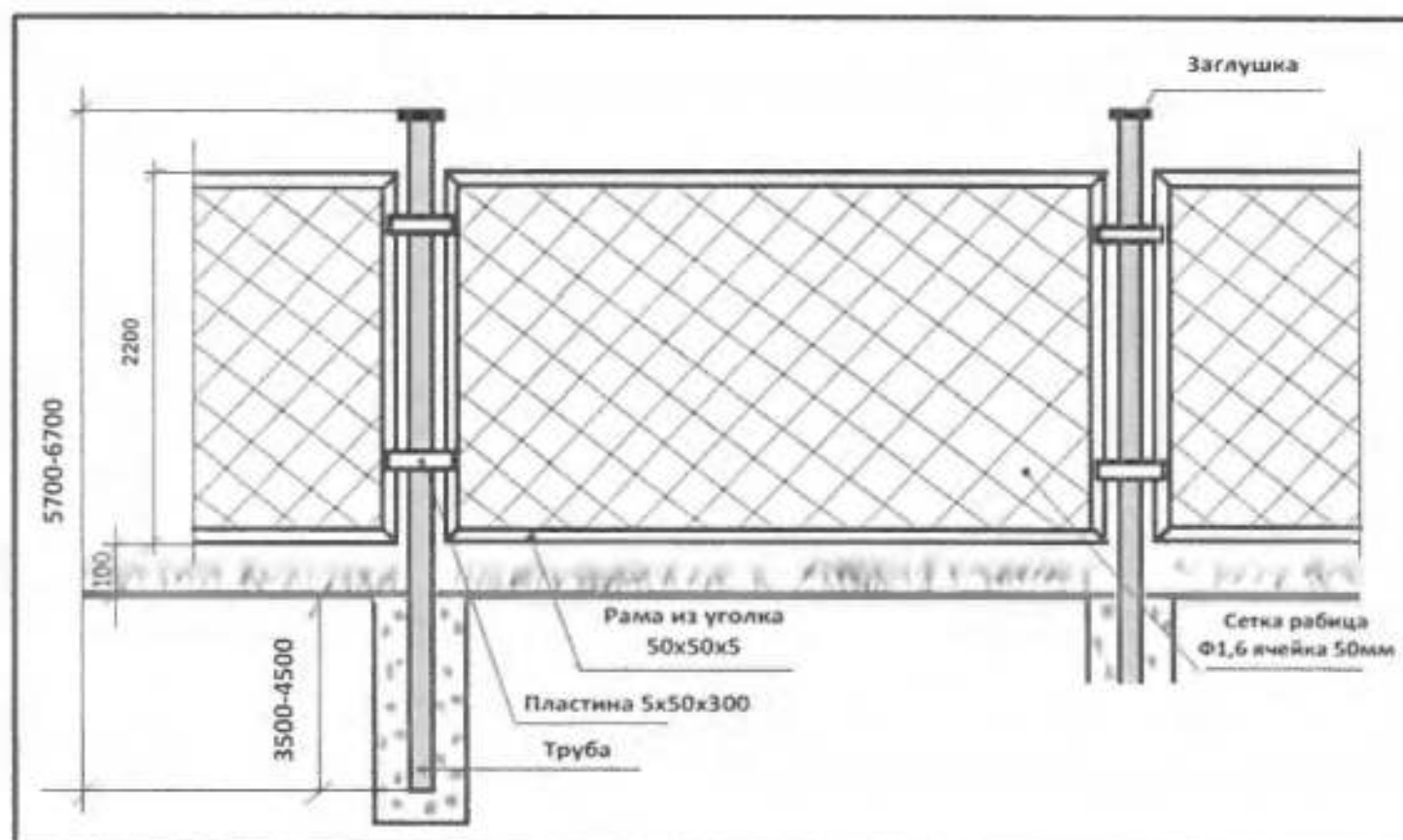
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- 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>)

$Dy$  – 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



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

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

12.05.2014 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ВКС- 1128  
от 2014 г.

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП№ 4бис  
Лугового м/р, КП№ 44 Тайлаковского м/р, КП№8, 10, 11 Ачимовского м/р.

- Приложение:
1. ТУ №133-2014 от 08.05.2014г. - 2 листа в 1 экз.;
  2. Поопорная схема ВЛ6кВ Ф-16, Ф-16 от ПС35/6кВ «Куст-4» - 1 лист в 1 экз.
  3. ТУ №134-2014 от 08.05.2014г. - 2 листа в 1 экз.;
  4. ТУ №644-НС от 06.05.2014г. - 7 листов в 1 экз.



В.Е. Сыровежкин

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

№ 115-1002  
15.05.2014 г.  
Вх. № 115-542  
20



Российская Федерация  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ЮграЭнергоСервис»

Юридический адрес:

628684, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
город Мегион, улица Заречная, дом 24, строение 2

Почтовый адрес:

628684, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
город Мегион, улица Заречная, дом 24, строение 2

Тел/факс: (34643) 4-16-06

ОКПО 66592083, ОКОГУ 4210014, ОКВЭД 40.1.

ИНН 8605022269 КПП 860501001

ОГРН 1108605000129

Р/с 40702810500290002583

в ОАО «УРАЛСИБ» г.Москва,

БИК 044525787, к/сч 30101810100000000787

«06» 05 2014г.

№ 644-НС

Главному энергетiku  
ОАО «СН-МНГ»  
В.Е. Сыровежkinу

О выдаче ТУ на электроснабжение КП-8, 10,  
11 Ачимовского м/р.

На исх. № ВКС-994 от 24.04.2014г.  
исх. № ВКС-1060 от 05.05.2014г.

Сообщаю технические условия на электроснабжение КП-8, 10, 11 Ачимовского  
месторождения нефти.

Запрашиваемая мощность:

- КП-8 – 733 кВт.
- КП-10 – 1780 кВт.
- КП-11 – 1750 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-8, 10, 11 Ачимовского месторождения нефти,  
согласовать его с ООО «ЮЭС».
2. Выполнить приемо-сдаточные испытания оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ,  
отчет предоставить в ООО «ЮЭС».
3. Включение согласно требованиям главы 1.3. ПТЭЭП.
4. Проект предоставить на бумажном и электронном носителях в ООО «ЮЭС».

5. Проектом предусмотреть:

Этап I «Строительство ПС 35/6кВ»:

- 5.1. ПС-35/6кВ в районе КП-4 Ачимовского месторождения нефти. Месторасположение ПС-  
35/6кВ определить в процессе проектно-изыскательских работ.
- 5.2. Категорию электроснабжения определить проектом.
- 5.3. Напряжение на шинах ОРУ-35кВ ПС-110/35/6кВ «Чистинная» - в соответствии с ГОСТ  
13109-97.



- 5.4. Точка подключения: опора № 145 ВЛ-35кВ Ф.№№ 1, 2 ПС-110/35/6кВ «Чистинная».
- 5.5. Мощность силовых трансформаторов проектируемой ПС-35/6кВ определить проектом с учетом существующих (КП-3, 4, 5, 9, 15, Р-450) и перспективных нагрузок.
- 5.6. Двухцепную ВЛ-35кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой ПС-35/6кВ. Технические характеристики ВЛ-35кВ определить проектом с учетом установки стеклянных подвесных изоляторов.
- 5.7. На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-35кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.
- 5.8. Трассу ВЛ-35кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-35кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.9. В проекте привести точный расчет вырубki просеки под прохождение ВЛ-35кВ по насаждениям в соответствии с п.№2.5.207 ПУЭ.
- 5.10. Заземление, грозозащиту ВЛ-35кВ, ПС-35/6кВ выполнить в соответствии с главами 1.7, 2.5, 4.2 ПУЭ.
- 5.11. Сетчатое внешнее ограждение ПС-35/6кВ.
- 5.12. Расчет уставок РЗА для проектируемых присоединений.

***В части оборудования ПС-35/6кВ:***

- 5.13. ОРУ-35кВ с применением вакуумных выключателей с электромагнитным приводом, силовых трансформаторов, полимерной изоляцией 6-35кВ.
- 5.14. Работу РПН силовых трансформаторов обеспечить в автоматическом и ручном режимах.
- 5.15. Маслоприемники силовых трансформаторов, маслопроводы и масборник в соответствии с п.4.2.69 ПУЭ.
- 5.16. Приводы выключателей 35кВ укомплектовать пружинной приставкой для управления выключателем при отсутствии питания вторичных цепей.
- 5.17. Выключатели 35кВ, ТСН оборудовать площадками обслуживания.
- 5.18. Ошиновку ОРУ-35кВ выполнить с термоусадкой с предварительным нанесением расцветки фаз в соответствии с главой 1.1 ПУЭ.
- 5.19. Ограничители перенапряжения 35кВ типа ОПН-П-35/40,5 УХЛ1 с корпусом из взрывобезопасного материала и регистраторами срабатывания. При этом монтаж регистраторов срабатывания выполнить с учётом возможности обслуживающего персонала снимать показания с площадки обслуживания.
- 5.20. Ограничители перенапряжения 6кВ типа ОПН-П-6/7,2 соответствующего климатического исполнения.
- 5.21. Устройства компенсации реактивной мощности с автоматическим регулированием в утепленном блок-боксе. Мощность и технические характеристики определить проектом.
- 5.22. Мачту освещения на территории ПС-35/6кВ.
- 5.23. КЛ от точек подключения до прожекторной мачты, БСК-6кВ по кабельным эстакадам. Технические характеристики и количество КЛ определить проектом.
- 5.24. ЗРУ-6кВ в модульном здании с ячейками серии К-63 (или аналог) с вакуумными выключателями с электромагнитной защелкой и электромагнитным приводом.
- 5.25. Ячейки 6кВ оснастить трехобмоточными трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЦ-10 с учетом подключения обмоток: 1 – цепи учета (счетчик электроэнергии), 2 – цепи измерения

(приборы учета), 3 – цепи РЗА (МПУЗ). Коэффициенты трансформации, параметры ТТ определить проектом.

- 5.26. Светильники внутреннего и наружного освещения ПС-35/6кВ, шкафов РЗА с применением светодиодных ламп.
- 5.27. Силовые и контрольные кабели с изоляцией не распространяющей горение. Токовые цепи ОРУ-35кВ выполнить кабелем с медными жилами сечением не менее  $4\text{мм}^2$ , остальные токовые цепи не менее  $2,5\text{мм}^2$ .
- 5.28. Блок центральной сигнализации типа БМЦС.
- 5.29. Вывести в систему телемеханики сигналы:
- пожарной сигнализации;
  - конечных выключателей на дверях КРУН-6кВ;
  - управления обогревом оборудования ОРУ-35кВ и КРУН-6кВ (предусмотреть возможность регулирования температуры в автоматическом и ручном режимах);
  - управления блоками РПН силовых трансформаторов;
  - значения напряжения заряда аккумуляторной батареи ЗВУ.
- 5.30. Схемы РЗА выполнять на русифицированных микропроцессорных устройствах (МПУЗ). Для защиты силовых трансформаторов – «Seram 1000+T87», трансформаторов напряжения – «Seram 1000+B22», вводные и отходящие линии 6кВ – «Seram 1000+S42».
- 5.31. Монтаж МПУЗ наружной установки выполнить на дверцах ячеек ЗРУ-6кВ.
- 5.32. Синхронизацию времени МПУЗ.
- 5.33. Удаленный доступ к МПУЗ для считывания аварийных осциллограмм, телеуправления, измерения параметров.
- 5.34. Выполнить питание ШУ 6 и 35 кВ отдельным, через автоматические выключатели. Запитать ШП ВВ-35кВ через отдельный автоматический выключатель 0,4кВ. Предусмотреть отдельные автоматы для подключения МПУЗ "Seram" в каждом шкафу КРУН-6кВ.
- 5.35. Преобразователи сигналов для МПУЗ типа ACE 949-2 и преобразователи для питания типа ACE 909-2.
- 5.36. Объединить в один контроллер блоки РЗА ячеек с обеспечением дистанционного доступа.
- 5.37. Систему оперативного тока на напряжении 220В постоянного тока. Предусмотреть автоматику работы выпрямителей для поддержания допустимого уровня напряжения на шинах постоянного тока.
- 5.38. Контроль min и max напряжения заряда аккумуляторной батареи ЗВУ.
- 5.39. Зарядное устройство типа АЕЕС НРТ с током заряда не менее 50А и контролем изоляции.
- 5.40. Питание цепей оперативного тока обеспечить аккумуляторными батареями типа 12-V105F «PowerSafe».
- 5.41. Дуговую защиту на СШ-6кВ выполнить оптической защитой типа «ОВОД». Отключение вводов 1, 2 В-35кВ, СВ-35кВ от работы дуговой защиты при коротком замыкании в отсеке ввода 1, 2 СШ-6кВ (предусмотреть связь контрольным кабелем).
- 5.42. Пожарную сигнализацию КРУН-6кВ типа Гранит-4.
- 5.43. Внутриблочные соединения шкафов, панелей и т.п. выполнить используя клеммники фирмы "Феникс-контакт". Связи оперативных шин между блоками выполнить, используя клеммники фирмы "Феникс-контакт", остальные междублочные связи выполнить на разъемах типа "Хартинг".
- 5.44. Для каждого присоединения 6кВ, 35кВ, ТСН-6/0,4кВ выполнить:

- a) Колодку испытательную (КИ) для проведения замены, калибровки счетчика с возможностью пломбирования;
  - b) Коробку соединительную с возможностью пломбирования для подключения счетчиков к шине RS485 по 2-м интерфейсам;
  - c) Счетчики типа СЭТ 4ТМ-03М с 2-мя интерфейсами связи RS485, оптическим портом, блоком резервного питания. Класс точности 0,2S/0,5;
  - d) Цепи учета от трансформаторов тока до КИ - вывести без промежуточных соединений;
  - e) Цифровые щитовые приборы (амперметры, вольтметры, измерители косинуса угла нагрузки, ваттметры) с возможностью изменения коэффициентов трансформации прибора в процессе эксплуатации;
  - f) Вывести все резервные блок-контакты выключателей на клеммники;
  - g) Для проведения поверки (калибровки) на месте установки предусмотреть в непосредственной близости к щитовым приборам (амперметрам) дополнительный клеммный блок для закорачивания токовой цепи.
- 5.45 Объединить все приборы учета по 2-м интерфейсам RS485 и вывести сигналы в шкаф телемеханики.
- 5.46 АВР-100В для цепей учёта электроэнергии с защитой от несанкционированного доступа.
- 5.47 Систему видеонаблюдения ОРУ-35кВ, КРУН-6кВ.
- 5.48 АИИС КУЭ производства ООО «НПО «МИР».
- 5.49 Систему телемеханики на базе контроллера «Омь» производства ООО «НПО «МИР» г.Омск с учётом требований:
- a) Преобразователи тока короткого замыкания на вводных ячейках с диапазоном сигналов датчиков: входной диапазон  $I=0-5A$ , выходной диапазон  $I=0-5mA$ ;
  - b) Преобразователи тока на ячейках отходящих линий и СВ с диапазоном сигналов датчиков: входной диапазон  $I=0-5A$ , выходной диапазон  $I=0-5mA$ ;
  - c) Преобразователи напряжения с диапазоном сигналов  $U_{вх}=0-120V$ ,  $I_{вых}=0-5mA$ ;
  - d) Канал передачи данных на базе радиомодема Integra-TR. Частотный диапазон согласовать с ООО «АИС-Сервис»;
  - e) Перечень и количество сигналов ТС, ТИ, ТУ согласовать с ООО «МЭН»;
  - f) Вывод сигналов с релейных шкафов для системы телемеханики предусмотреть в отдельный навесной шкаф внутри КРУН-6кВ.
- 5.50 Включить в смету затрат по ПС-35/6кВ работы на поверку всех трансформаторов тока и напряжения 6кВ, счетчиков электроэнергии непосредственно перед включением ПС-35/6кВ под рабочее напряжение.
- 5.51 Изготовление табличек с диспетчерскими наименованиями оборудования ПС-35/6кВ.
- 5.52 Пожарный шкаф, противопожарный инвентарь, стенд для СИЗ в соответствии с ППБ 01-03.
- 5.53 Комплект ЗИП в составе:
- устройство сопряжения оптическое типа УСО-2 для конфигурирования счетчиков;
  - приборы учета: амперметр – 1шт, вольтметр – 1шт, счетчик типа СЭТ 4ТМ.03.М – 1шт;
  - МПУ «Seram 1000+B22» – 1 шт;
  - МПУ «Seram 1000+T87» – 1 шт;
  - МПУ «Seram 1000+S42» – 1 шт;



- ноутбук с предустановленным программным обеспечением для считывания аварийных осциллограмм, тестирования, программирования, изменения уставок и работы с базой данных устройств РЗА;
- устройство для программирования и чтения данных со счетчиков СЭТ4ТМ.03 с интерфейса RS485 (МОХА) и оптического порта (УСО-2);
- трансформаторы тока нулевой последовательности типа CSH 120 – 2шт;
- спецотвёртки для токовых клеммных соединений – 2шт;
- кабель связи ЕВРО-УНИКУМ для связи с РС – 1шт;
- диэлектрическая подставка – 1шт;
- трансформатор напряжения 6кВ – 1шт;
- комплект трансформаторов тока 6кВ с  $K_{тт}=200/5$  – 3шт;
- комплект трансформаторов тока 6кВ с  $K_{тт}=300/5$  – 3шт;
- комплекты предохранителей для ТН-6кВ, ТСН-6кВ;
- комплект ОПН-6кВ – 1 комплект (3шт);
- комплект ОПН-35кВ – 1 комплект (3шт);
- комплект проходных изоляторов 6кВ – 1 комплект (3шт);
- указатель напряжения 6кВ – 2шт; 35кВ – 2шт;
- коврики диэлектрические – количество определить проектом;
- перчатки диэлектрические (латекс) – 2 пары;
- боты диэлектрические – 2 пары;
- штанга изолирующая (оперативная или универсальная) – 2шт для каждого класса напряжения;
- заземления переносные трехфазные  $S=50\text{мм}^2$  – 2шт для каждого класса напряжения;
- лестница изолирующая  $L=3\text{м}$  – 1шт;
- ограждения временные (щиты) – 2шт;
- очки защитные – 2 пары;
- комплект плакатов безопасности.

**Этап 2 «Перевод нагрузок КП-3, 4, 5, 9, 15, Р-450 с ПС 35/6кВ «Ачимовская-1» на проектируемую ПС 35/6кВ»:**

- 5.54. Напряжение на шинах КРУН-6кВ проектируемой ПС-35/6кВ - в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 5.55. Точки подключения: резервные ячейки 6кВ в КРУН-6кВ ПС-35/6кВ. Номера ячеек определить проектом.
- 5.56. Строительство ВЛ-6кВ от проектируемой ПС-35/6кВ до точки врезки ВЛ-6кВ Ф.№ 13, 14 ПС 35/6кВ «Ачимовская-1». Трассу ВЛ-6кВ выполнить с учетом наименьшего расстояния от проектируемой ПС-35/6кВ до точки врезки.
- 5.57. ВЛ-6кВ на металлических опорах. Технические характеристики ВЛ определить проектом.
- 5.58. Постоянные знаки на опорах ВЛ в соответствии с п.№2.5.23 ПУЭ.
- 5.59. Необходимость строительства кабельных эстакад до первых опор ВЛ-6кВ.

- 5.60. КЛ-6кВ из сшитого полиэтилена, не распространяющего горение.
- 5.61. Установку ОПН-6кВ на первых опорах ВЛ-6кВ для защиты КЛ-6кВ от перенапряжений.
- 5.62. Завершить строительство пунктов АВР-6кВ на КП-9, 15.

**Этап 3 «Электроснабжение КП-8, 10, 11»:**

- 5.63. Напряжение на шинах КРУН-6кВ ПС-35/6кВ «Ачимовская-1» - в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 5.64. Точки подключения:
- Для электроснабжения КП-8, 10 ячейки 6кВ № 5, 16 в КРУН-6кВ ПС-35/6кВ «Ачимовская-1».
  - Для электроснабжения КП-11 ячейки 6кВ № 15, 20 в КРУН-6кВ ПС-35/6кВ «Ачимовская-1».
- 5.65. Необходимость строительства кабельных эстакад до первых опор ВЛ-6кВ.
- 5.66. КЛ-6кВ из сшитого полиэтилена, не распространяющего горение.
- 5.67. Установку ОПН-6кВ на первых опорах ВЛ-6кВ для защиты КЛ-6кВ от перенапряжений.
- 5.68. ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-8, 10, 11. Технические характеристики ВЛ определить проектом.
- 5.69. Постоянные знаки на опорах ВЛ в соответствии с п.№2.5.23 ПУЭ.
- 5.70. В проекте привести точный расчет вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям в соответствии с п.№2.5.207 ПУЭ.
- 5.71. На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.
- 5.72. Определить места пересечений проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ ОАО «СН-МНГ». В случае необходимости предусмотреть перевязку ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов.
- 5.73. Трассу ВЛ-6кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-6кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.74. В местах опасного сближения ВЛ-6кВ с автодорогами, зимниками предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений.
- 5.75. В местах пересечений ВЛ-6кВ с автодорогами, водными преградами предусмотреть переходы на повышенных опорах.
- 5.76. 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.
- 5.77. ЛР-6кВ на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых КТПН-6/0,4кВ.
- 5.78. КТПН-6/0,4кВ на КП-8, 10, 11. Тип, мощность, технические характеристики определить проектом.
- 5.79. БСК-0,4кВ в отсеке низкого напряжения КТПН-6/0,4кВ в случае необходимости компенсации реактивной мощности. Тип, технические характеристики определить проектом. Расчет-обоснование необходимости применения БСК-0,4кВ, а также выбора мощности конденсаторных установок включить в РД.
- 5.80. Защиту силовых трансформаторов КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (монтаж ОПН на приемных порталах КТПН-6/0,4кВ).

- 5.81. Узлы учета электроэнергии на стороне 0,4кВ в КТПН-6/0,4кВ с учетом требований:
- а) Защита от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока.
  - б) Трансформаторы тока класса точности 0,2S с возможностью пломбирования цепей учета.
  - в) Счетчик учета электроэнергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АЭСТУЭ по GSM каналу.
  - г) Обогрев узла учета в холодное время года.
- 5.82. Пункт АВР-6кВ на КП-8, 10, 11 из трех ячеек типа К-112 или аналогов на общей площадке обслуживания.
- 5.83. Крепление проводов к ЛР-6кВ, КТПН-6/0,4кВ, ячеек 6кВ пункта АВР-6кВ при помощи плашечных зажимов.
- 5.84. Площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ поднять на уровень не менее 1,2м.
- 5.85. КЛ-0,4кВ от КТПН-6/0,4кВ до электроприемников по кабельным эстакадам. Технические характеристики КЛ, способ прокладки определить проектом.
- 5.86. Трассы КЛ, ВЛ согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.87. Расчет сетей 6кВ в рабочем и аварийном режиме на соответствие ГОСТ 13109-97 уровня напряжения на зажимах электроприемников КП-8, 10, 11.
- 5.88. Мачты освещения, грозозащиту оборудования КП-8, 10, 11.
- 5.89. Заземление электроприемников, КТПН-6/0,4кВ, ЛР-6кВ, пункта АВР-6кВ в соответствии с главами 1.7, 7.3 ПУЭ.
6. Срок действия ТУ-6 месяцев.

Генеральный директор

Н.М. Симкин

Исп. В.В. Макеев  
Тел.: (34643) 41-349







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

23 апреля 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 05-161  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

Начальнику департамента по  
новым проектам, технике и  
технологии  
ОАО «СН-МНГ»  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с письмом Главного инженера за № АП-п-46 от 18.04.2014г направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 11 Ачимовского месторождения.

Так же, взамен запрашиваемых для проектирования данных по КП № 60а Тайлаковского месторождения, направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 93 Тайлаковского месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 93 Тайлаковского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 11 Ачимовского месторождения.

С уважением,

**М.О. Перегудов**

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов  
по КП № 11 Ачимовского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ачимовское	II	гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	55	37	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	99	44	50
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	54	36	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	74	50	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	47	31	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	70	46	25
		водоз	ПК			
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	55	37	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	27	17	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	102	50	45
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	54	36	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	96	64	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	47	31	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	52	37	20
		водоз	ПК			
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	99	44	50
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	27	17	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	74	50	25
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	30	20	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	102	50	45
		нагн, в ппд	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	30	20	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	96	64	25
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	52	37	20
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	70	46	25
Сумма				1413	861	
Ср. Q				64	39	

Проектные данные по КП № 11 Ачимовского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газосод-е м3/т	Пл. темп-ра град	Тип насосов
				всего	добыч	нагн		подозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отраб	без отраб								
Аганское НГДУ															
1	Ачимовское	11	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> , ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	24	14	0	8	2	1413	861	1200	160	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> - 61.3, Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 62.75	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> - 96, Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 98	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	14	0	8	2							

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"

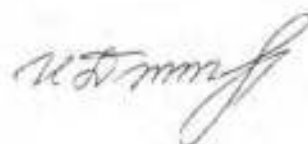
Горбань А.М.



**Динамика основных показателей разработки КП № 11 Ачимовского месторождения**

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП №11										
1.1	Общий фонд скважин, шт	9	21	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т. ч. - добывающих	6	13	14	14	14	14	14	14	14	14
	- нагнетательных	2	6	8	8	8	8	8	8	8	8
	- водозаборных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	36	101	123	115	103	93	83	76	71	68
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	92	322	459	514	510	507	500	496	493	492
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	14	198	415	438	438	439	438	438	438	439
1.5	Ресурсы газа, млн.м <sup>3</sup>	2,2	6,3	7,6	7,1	6,4	5,8	5,2	4,7	4,4	4,2

Начальник отдела ОПиМНР



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

25 04 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 14-09  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику ДпоНП ТиТ  
М.Н.Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх.№МБ-378 от 25.04.2014г. направляю перечень скважин: КП№11 Ачимовского месторождения, КП№93 Тайлаковского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 2 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

115-025  
25.04.14





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

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

В.А. Бессонов 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_№ 24-БЗ  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.Начальнику ДНПТиТ  
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.	11	Ачимовское	654308	353918	15°

Примечание: ГПП - отсутствует

Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Мен. Бойцов А.Л.  
Тел. 46-99062 205-229  
13.04.14



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 42-070, факс (34663) 49-050

25.11.2014 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ПТ-46/681  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*О проектировании*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

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

1. КП № 11,29,34,36 Ачимовского м/я;
2. КП № 9 3-Асомкинского м/я;
3. КП № 105,113 Локосовского м/я;
4. КП № 187 Аганского м/я;
5. КП № 1,3,4,6 Ю-Островного м/я;
6. КП № 58 Тайлаковского м/я;
7. КП № 43 Кетовского м/я;
8. КП № 18,20 С-Островного м/я;
9. КП № 252 Ватинского м/я.

Начальник ПТО

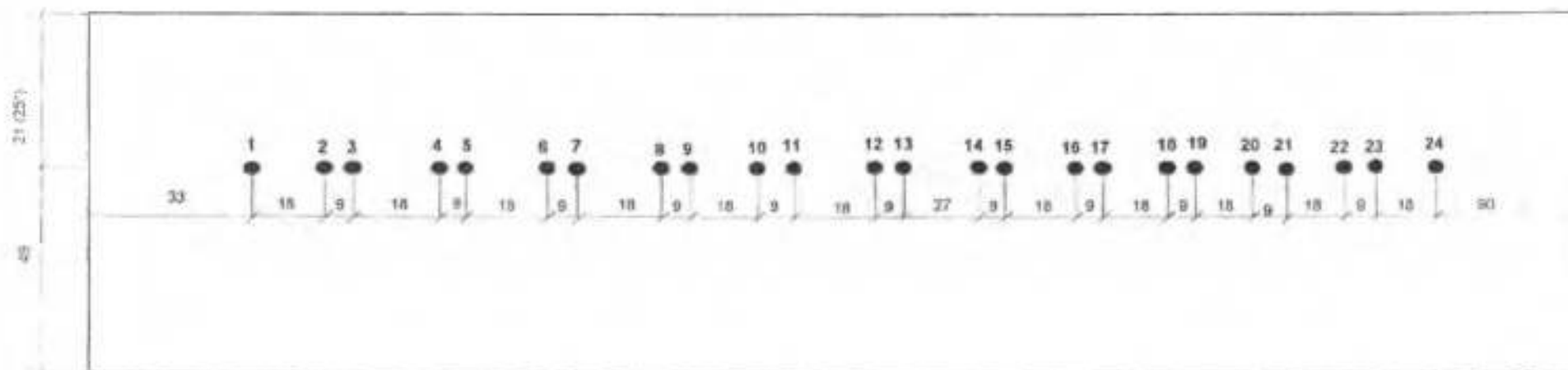


А.Н. Терешун



## L – эшолона БУ (от устья сечи до КРНБ) – 65 м.

Длина жерзүзү - 80 м



\* -если без амбарного бурения  
количество отгрузки бурения с одной скважины  
форматерияция св. 1020м3  
информация св. 1130 м3  
информация св. 860м3

Бредов Д. А.

Порогунди М.О.

Управление Д. 14

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-14-66, факс (34643) 4-19-07

29 апреля 2014 г.

На № \_\_\_\_\_

№ 31-13-634  
от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Директору  
по капитальному строительству  
Д.А. Николаеву

*О выдаче ТУ*

На исх.№ ДН-724 от 21.04.2014г. направляю технические условия для разработки проектной документации на кустовые площадки производственной программы бурения ОАО «СН-МНГ» на 2015г. – 2016г.:

- КП №№ 12, 29, 11 Западно-Асомкинского м.р.;
- КП № 27 Западно-Усть-Балыкского м.р.;
- КП №№ 44, 32, 8 Кетовского м.р.;
- КП №№ 44, 106, 93, 105, 60 Тайлаковского м.р.;
- КП № 14 Асомкинского м.р.;
- КП № 69 Северо-Покурского м.р.;
- КП № 4-бис Лугового м.р.;
- КП №№ 11, 6 Чистинного м.р.;
- КП №№ 8, 11, 10 Ачимовского м.р.;
- КП №№ 10 Южно-Аганского м.р.;
- КП №№ 126, 186 Аганского м.р.;

Начальник отдела

С.В.Наливайко

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП**  
**«ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 11».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 11», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Определение основных технических условий для проектирования автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) произведено на основании и с учетом следующих материалов:

- РД 39-0137095-001-86. Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объемы автоматизации. Основные положения.
- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
- ЛБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.
- ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

**2. Объекты АСУ ТП**

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

*Куст скважин № 11 в составе:*

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосом ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

**3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин № 11» с использованием станции телемеханики СМК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 4 Ачимовского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается

рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по двухуровневому иерархическому принципу.

#### **1. Нижний уровень системы управления в составе:**

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога.

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных насосных агрегатов.

#### **2. Верхний уровень системы управления:**

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Ачимовского месторождения нефти. Аганского НГДУ.

### **4. Функции АСУ ТП**

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

#### **Нижний уровень:**

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

#### **Верхний уровень:**

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;



- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

## **5. Объем автоматизации и АСУ ТП**

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 11:

### **1. Скважины с ЭЦН**

- местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по двум линиям связи: типа «сухой контакт» и интерфейс «RS 485»;

### **2. Замерная установка «АГЗУ»**

Замерная установка «АГЗУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

- блок технологический (БТ);
- блок аппаратный (БА).

В состав блока аппаратного входят:

- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)
- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ-ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

#### **Приложение:**

**Схема электрооборудования и габаритно присоединительные размеры – 3 листа.**

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485:

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее - ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

#### **1) Аварийные сигналы:**

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;

- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
- положение КПП («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль оборудования добывающего фонда индикатором тока;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

### **3. Закачка рабочего агента в пласт**

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Взяет ППД 113 в комплекте с ИВП-24.24 с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 11.

### **4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин**

Проектом предусмотреть:

- вывод информации о состоянии обогревателей обратных клапанов в систему телемеханики АДКУ-2000+;
- вывод информации о состоянии обогревателей посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления. В БМА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики
- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
- расположение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +500 С со степенью защиты IP 65.
- точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 11.**

Предусмотреть максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков должна быть выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь Разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ».

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, должны быть выполнены только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи должны иметь унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

#### ***Контроль давления***

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МП4-У», ОАО «Манотомь» г. Томск.

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления с индикацией типа JUMO dTRANS p02.

#### ***Контроль уровня***

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП-52», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### ***Контроль состояния оборудования***

Для дистанционного контроля за состоянием оборудования добывающего фонда предусмотреть индикаторы тока ИТ-2Н, ООО «НПФ "Интротест"», г. г. Екатеринбург.

#### ***Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА***

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры (использовать ТСМУ -50 +100 С) и состояния обогревателя на верхний уровень в режиме реального времени, посредством «СТМ-ZK91».

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить регулятор ОВЕН 2TRM1 производства фирмы ОВЕН).

#### ***Приложение:***

***Автоматизированная схема отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист.***

#### ***Обеспечение взрывозащищенности***

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

#### ***Электропитание технических средств АСУ ТП***

Для электропитания шкафов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Предусмотреть возможность подключения дополнительных электропотребителей мощностью до 3 кВт с применением автоматических выключателей. Подвод электропитания предусмотрен электротехнической частью проекта.

## ***7. Пожарная сигнализация***

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно: - НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.

- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.
- РД 78.36.002-99. Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические элементов схем.

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

## **8. Объем пожарной сигнализации**

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 11:

- замерная установка (БТ);
- блок аппаратурный (БА);

В блоке технологическом автоматизированной замерной установки предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок технологический установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке установки дозирования химреагентов предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок дозирования установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке аппаратурном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-3СУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-3СУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001\*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РИП-12»

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления, который установлен в помещении блока аппаратурного и дальнейшей передачей на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПТ-4 Ачимовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Начальник ОА



С.В. Наливайко



**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ**  
**«ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН №11».**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-4 Ачимовского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в СТК-Z181.80 в блоке аппаратурном.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящая в комплект БА.

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 157,45 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-4 Ачимовского месторождения нефти. Аганского НГДУ.

АФУ расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ.

Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
- расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

**Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-003628 от 04.06.2007**

**1 экз. 5 листов.**

Начальник ОА



С.В. Наливайко



МИНИСТЕРСТВО  
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И СВЯЗИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
СВЯЗИ  
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
E-mail: mail@rns.vuzk.ru

№

из №

## РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-003628

От 06.04.2007  
(дата выдачи)

Срок действия до: 31.12.2016  
(дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее – пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиоэлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная № 8 вл., г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 28.11.2006 № АК 4139/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 27.10.2006 № 05-3-031241.

Приложение: Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 2 л. в 1 экз.

Заместитель руководителя

С.А. Буланчи

Примечание: Настоящее разрешение без условий использования радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «06» 04/2007 № 07-003628

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

### 1. Общие условия использования радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с законодательством Российской Федерации и иными правовыми актами.

1.1. Места установки, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотные каналы должны соответствовать частотно-территориальному плану.

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцам РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или истечении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

## 3. Частотно-территориальный план радиозлектронного средства (сети).

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Нижневартовский рн, Ачимовское месторождение, ДНС 60N02 75E27	40	9,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		157,4500	157,4500
Стационарные АС	В зоне действия БС-1	до 15	9,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		157,4500	157,4500

Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи



С.А. Буланча



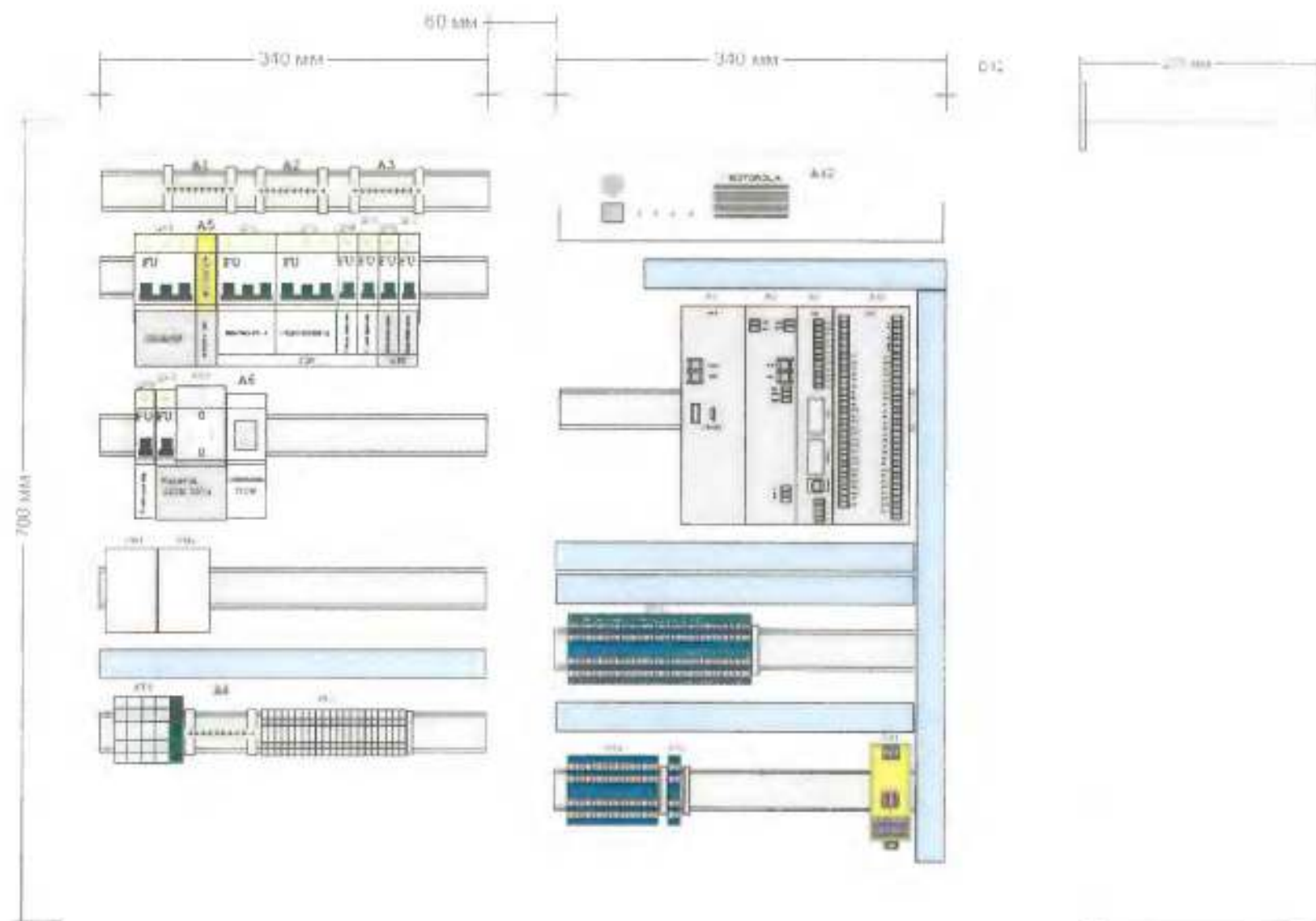


Рисунок 1 Станция телемеханики втуловая СІК-2\*81,80

42.7613.008.00.000

Размещение электрооборудования и габаритно-присоединительные размеры

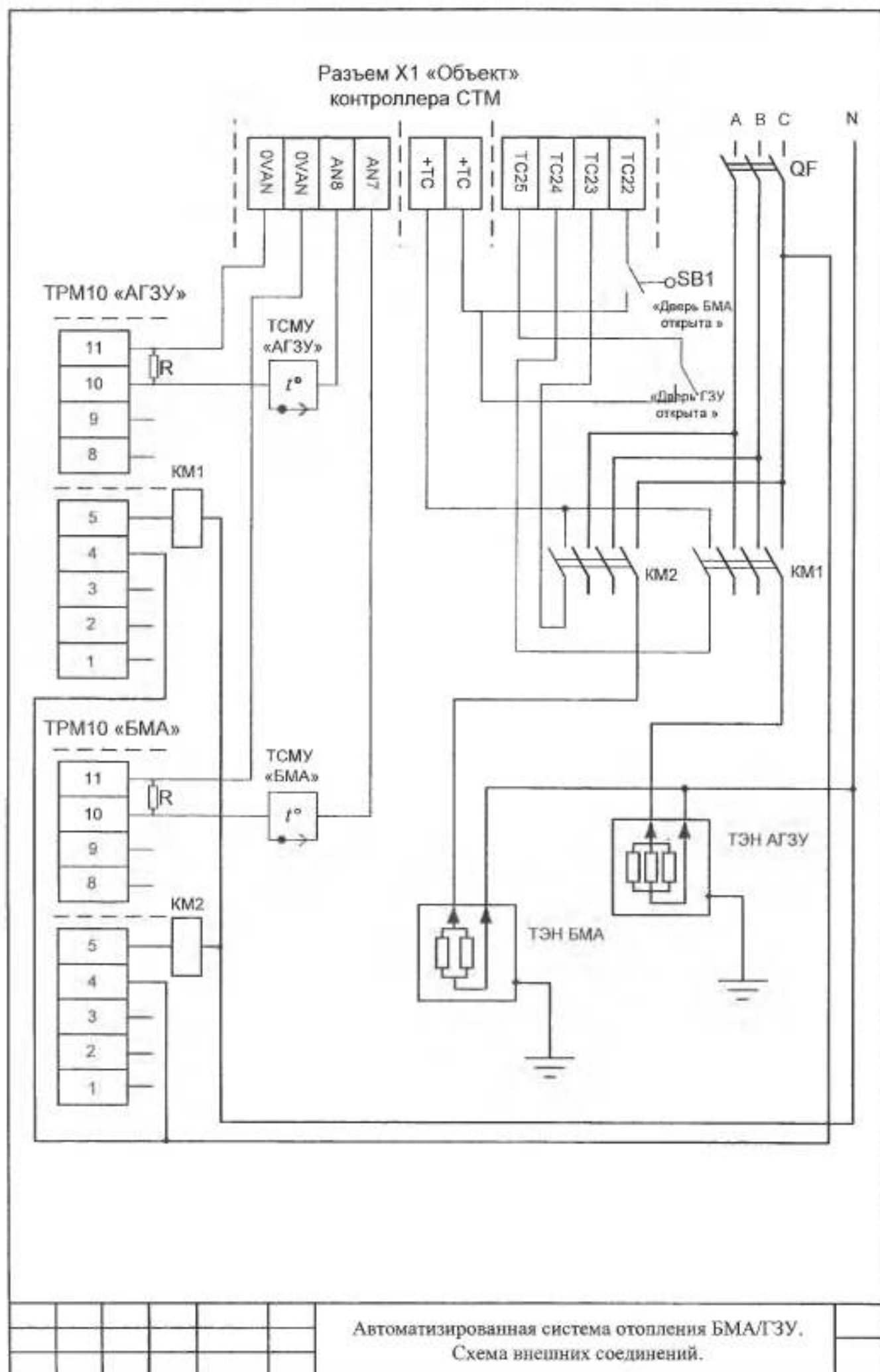
Поз. обозна- чение	Наименование	Кол.	Примечание
A1 A4	Шина нулевая	42 7602.007.08.001	4
A5	Индикатор напряжения LUD1	42 7602.007.01.003	1
A6	Лист клеммный	41 7602.007.05.001	1
A7	Модуль микроинформации состояния АИИ-01	42 7609.020.09.000	1
A8	Модуль индикации резервирования	42 7609.020.09.000	1
A9	Процессор PC91	42 7611.002.11.000	1
A10	Модуль входов/выходов PC102	42 7611.002.22.000	1
A11	Барьер RS485/S181	42 7602.007.12.003	1
A12	Размножающие протоколы CAN		1 поставка комплектующих
KSC1 K342	Контактор BSH -11210 230В 50Гц	TT02AГНБ443336 03W	2 покупка
	<b>Выключатель автоматический 230/400В 50Гц</b>		
QF1	BA-101-3/25		1 покупка
QF2	BA-101-3/2,5		2 покупка
QF3	BA-101-3/1,6		1 покупка
QF4	BA-101-1/16		2 покупка
QF5	BA-101-1/6		1 покупка
QF6	BA-101-1/16		1 покупка
QF7	BA-101-1/6		1 покупка
QF8	BA-101-1/6		2 покупка
QF9	BA-101-1/6		1 покупка
KL1 KL10	Клемма DIN WN 16/U		4 покупка
KL11 KL15	Клемма DIN WK 16/U		1 покупка
KL16 KL18	Клемма DIN WK 4/U		12 покупка
KL19 KL20	Двухконтактная клемма с предохранителем	МКФН2_5Е/35	32 покупка
KL21 KL22	Трёхконтактная клемма с предохранителем	МКФН2_5Е/35	16 покупка
KL23 KL24	Двухконтактная клемма с предохранителем	МКФН2_5Е/35	2 покупка

				42 7613.008.00.000 ПЭЗ		
Изм. Лист	Исходник	Подп.	Дат		Листов	Лист
Разработ.	Экономик				1	1
Проект.	Дизайн			ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ		
				СТК-2181.50		
				Перечень элементов		
Исх. контр.	Содержим			ЗАО НПО "ИНТРОТЕСТ"		
Учт.	Экспертная					

NOT FOR DISCLOSURE

1993 234-235 235







**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти.  
Куст скважин № 11»**

(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Нижневартовский район, Ачимовский лицензионный участок.**

(адрес расположения объекта)

<b>№ п/п</b>	<b>Признаки</b>	<b>Идентификация по признакам</b>	<b>Примечание</b>
<b>Куст скважин № 11</b>			
<b>(технологическое оборудование, сооружения куста скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность.	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Нефтебор от куста скважин № 11</b>			
<b>до точки врезки в существующую систему</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин № 11</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным	Относятся к опасным производственным	Наличие опасных

	производственным объектам	объектам.	веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ-6кВ на куст скважин № 11</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на кусты скважин № 11</b>			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительно

	особенности которых, влияют на их безопасность		го кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относится к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Ведущий инженер ОПМ ДПРПОМ



К.С. Трипольский



Ачимовское месторождение  
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

[illegible]

