

УТВЕРЖДАЮ:

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

А.М. Пятаев

2015 г.



**Задание на проектирование № 58-15**  
**«Обустройство Мегионского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин №№ 66, 67, 68»**

<b>1.</b>	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 66, 67, 68
<b>2.</b>	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский лицензионный участок.
<b>3.</b>	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
<b>4.</b>	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
<b>5.</b>	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
<b>6.</b>	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
<b>7.</b>	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
<b>8.</b>	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016г.
<b>9.</b>	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
<b>10.</b>	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
<b>11.</b>	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012 для строительства кустов скважин №№ 66, 67, 68 с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</li> <li>- Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</li> <li>- Согласовать задание на инженерные изыскания и прохождение трасс коммуникаций - с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>- Предоставить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo;</li> </ul>

	- Разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».		
<b>12.</b>	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>		
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовых площадок, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. <u>Этапы строительства согласовать с Заказчиком.</u>		
<b>13.</b>	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>		
<b>13.1</b>	<b><u>Куст скважин №66 – 12 скважин</u></b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Автодорога на куст скважин №66	2,2	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №66 - согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение № 2)	0,6	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №66 - согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение №2)	0,6	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод К.66 – т.вр. К.37- согласно ТУ(приложение №1)	2,0	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр. К.38 – т.вр. МДНС-1- согласно ТУ(приложение №1)	1,3	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр.К.37 – К.66 - согласно ТУ (приложение 1)	2,0	Возможна корректировка
<b>13.2</b>	<b><u>Куст скважин №67 – 12 скважин</u></b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Автодорога на куст скважин №67	2,8	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №67, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение 2)	1,1	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №67, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение 2)	1,1	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.67 – т.вр. К.52- согласно ТУ (приложение 1)	2,7	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр. 64 – К.67 - согласно ТУ (приложение 1)	2,7	Возможна корректировка
<b>13.3</b>	<b><u>Куст скважин №68 – 12 скважин</u></b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Автодорога на куст скважин №68	1,4	Возможна корректировка

	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №68, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение 2)	1,5	Возможна корректировка
	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №68, согласно ТУ энергоснабжающей организации (приложение 2)	1,5	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод К.68 – т.вр. К.52- согласно ТУ (приложение 1)	1,3	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр.К.64– К.68	1,3	Возможна корректировка
Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов кустов №№61,62,63,66,67,68 основные показатели разработки, планируемое погружное оборудование представлены в приложениях к заданию на проектирование.			
<b>14.</b>	<b>Требования к техническим решениям</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;</li> <li>- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7;</li> <li>- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89мм (диаметр уточнить гидравлическим расчетом);</li> <li>- Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 15).</li> <li>- Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;</li> <li>- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями (приложения к заданию на проектирование);</li> <li>- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;</li> <li>- Требования к организации системы ППД: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовых площадок. Давление нагнетания в пласт указано в технических условиях, приложение 1.1;</li> <li>- 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;</li> <li>- При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;</li> <li>- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);</li> <li>- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;</li> <li>- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев с начала накопления отходов бурения;</li> <li>- Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ для</li> </ul>		

- предотвращения деформации труб в результате усадки отсыпки кустовых площадок;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
  - Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м 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 коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
  - По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
  - Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным актам заказчика;
  - В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
  - 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;
  - Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
  - При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенные в противоположных концах по длинной стороне кустов (ВНТП 3-85).

По блокам ГЗУ и БМА:

- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908).

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97\* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97\* п5.18\* табл.4\*);
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросаемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5);
- В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI);

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97\* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 ФЗ-123 таб.21 (21-01-97\* п5.18\* табл.4\*);
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0.15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20);

	<ul style="list-style-type: none"> <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, Р-02, М-04, Р-06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– перед входом в БГ - информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 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.</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство;</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</li> <li>– Кустовые площадки №№ 66,67,68 расположены за пределами границ территории традиционного природопользования;</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации(переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19);</li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).</li> </ul> </li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров). (ППБ в лесах п.33).</li> </ul> </li> </ul>
<b>16.</b>	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.

17.	<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 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
18.	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<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 «Нижнеобърыбвод»;</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>– Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН.</li> </ul>
19.	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.

<b>20.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
<b>21.</b>	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется
<b>22.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013;</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации;</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1.1 «Технические условия ДПРПиОМ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин №66,67,68»;</p> <p>✓ Приложение № 1.2 «Технические условия ДТТ для разработки ПСД по объекту «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин №66,67,68»;</p> <p>Приложение № 2.1 «Технические условия на электроснабжение куст скважин №66 Мегионского месторождения»- №36-2015 от 16.02.2015г;</p> <p>✓ Приложение № 2.2 «Технические условия на электроснабжение кустов скважин №№67,68 Мегионского месторождения»- №21-2015 от 29.01.2015г;</p> <p>✓ Приложение № 3 «Перечень скважин с пусковым дебитом, динамика основных показателей разработки, проектные данные по К.66,67,68» (на 9 листах);</p> <p>✓ Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование (на 3 листах);</p> <p>✓ Приложение № 5 «Координаты первых скважины и НДС К.66,67,68» (на 4 листах);</p> <p>✓ Приложение № 6 «Схемы разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемых кустов скважин №№66,67,68 Мегионского месторождения нефти»;</p> <p>✓ Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Мегионского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «Ограждение узла задвижек»;</p> <p>Приложение №13 «Образец выполнения надписей на аншлаге»;</p> <p>Приложение №14 «Образец расчета стоимости работ».</p> <p>Приложение №15 «Сборочный чертеж клапана КУБС».</p>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта

<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.;</li> <li>– После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика;</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls;</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования);</li> <li>– Разделение поставки МТР заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.</li> </ul>
<b>29.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10);</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.xml, *.xls;</li> <li>– Расчет стоимости работ, согласно Приложению № 14, включить в состав пояснительной записки;</li> <li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li> </ul>
<b>30.</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 согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией;</li> <li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- На начальном этапе проектирования для принятия основных проектных решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</li> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого оборудования и трубопроводов;</li> <li>– Внести дополнение в действующий тех.регламент по эксплуатации трубопроводов;</li> <li>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>– Предусмотреть площадки для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки. Требования к площадкам складирования леса: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Подлежащий складированию лес длиной -12м.,</li> <li>2. Диаметр хлыстов - не менее 16 см., всё что менее подлежит захоронению вместе с лесопорубочными остаткам - вдоль кромки вырубки.</li> </ol> </li> </ul>

3. Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно сделать их как примыкание к дороге на КП.

– Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.

– При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика.

Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:

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

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

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

– Предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;

– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение 8).

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

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

**33. Перечень согласований с федеральными надзорными органами**

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

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

Не требуется

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



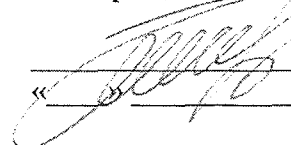
А.Б.Романенко

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
к заданию на проектирование № 58-15  
«Обустройство Мегнионского месторождения нефти.  
Кусты скважин №№ 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68»

<p>Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству</p> <p> (подпись)</p> <p>Николаев Д.А.                      "    "    2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p> (подпись)</p> <p>Седякин А.С.                      "    "    2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> (подпись)</p> <p>Тухфатуллин И.Г.                      "    "    2015г.</p>	<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p> (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В.                      "    "    2015г.</p>
<p>Начальник НПП-2 АНГДУ</p> <p> (подпись)</p> <p>Васильев Д.Г.                      "    "    2015г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p> (подпись)</p> <p>Лещенко Е.В.                      "    "    2015г.</p>
<p>Зам. начальника ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО</p> <p> (подпись)</p> <p>Игнатов С.В.                      " <u>27</u> " <u>04</u> 2015г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

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

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

Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.  
Кусты скважин № 66,67,68»

1.	<b>Наименование объекта</b>																					
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин № 66,67,68.																					
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																					
	Российская Федерация. Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский 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 № 66 – 12 скважин:</u></b>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 66</td><td>2,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №66 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №66 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.66 – т.вр.к.37 (Приложение № 1)</td><td>2,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.38 – т.вр.МДНС-1 (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.37 – к. 66 (Приложение № 1)</td><td>2,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 66	2,2	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №66 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №66 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.66 – т.вр.к.37 (Приложение № 1)	2,0	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.38 – т.вр.МДНС-1 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.37 – к. 66 (Приложение № 1)	2,0	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 66	2,2	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №66 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №66 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.66 – т.вр.к.37 (Приложение № 1)	2,0	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод т.вр.к.38 – т.вр.МДНС-1 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																				
Высоконапорный водовод т.вр.к.37 – к. 66 (Приложение № 1)	2,0	Возможна корректировка																				
	<ul style="list-style-type: none"><li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в <b>Приложении № 5:</b></li><li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в <b>Приложении №6;</b></li></ul>																					

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 66:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q <sub>пуск.</sub> м3/сут по жид	Q <sub>пуск.</sub> т/сут по нефти	%
Мегновское	66	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;  
– Планируемое погружное оборудование куста скважин № 66 представлено в Приложении № 4.

**Куст скважин № 67 – 12 скважин:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 67	2,8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №67 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №67 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.67 – т.вр.к.52 (Приложение №1)	2,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.64 – к.67 (Приложение №1)	2,7	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;  
Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;

– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 67:

месторождение	куст	Назнач. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегнионское	67	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 67 представлено в Приложении № 4.

**Куст скважин № 68 – 12 скважин:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 68	1,4	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №68 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №68 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.68 – т.вр.к.52 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.64 – к.68 (Приложение № 1)	1,3	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 № 68:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q <sub>пуск.</sub> м <sup>3</sup> /сут по жид	Q <sub>пуск.</sub> т/сут по нефти	%
Мегонское	68	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;  
 — Планируемое погружное оборудование куста скважин № 68 представлено в Приложении № 4.

#### 9. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см<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 (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МН" величины расхода (м<sup>3</sup>/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтесбора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в

ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.

- Требования к организации системы ППД куста № 66:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 67:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 68:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 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 строительстве кустов скважин предусмотреть площадку под временное складирование (накопление) отходов бурения на срок не более 6-ти месяцев, с последующим вывозом к месту утилизации. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть бурение без организации строительства площадки под временное накопление отходов бурения. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение объекта (площадки временного складирования отходов бурения) на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. 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 вывозу 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 АУИС (автоматическая

установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

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

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросаемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)

	<p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> <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>– Кустовые площадки № 66,67,68 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19)</li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>– а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>– б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)</li> </ul> </li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их 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</li> </ul>

	«Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38. При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	<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 всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
13.	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	– 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».
15.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов»</li> <li>2. Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»</li> <li>3. Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</li> <li>4. Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»</li> <li>5. Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</li> <li>6. Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами. и планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</li> <li>7. Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</li> <li>8. Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</li> <li>9. Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</li> <li>10. Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</li> </ul>

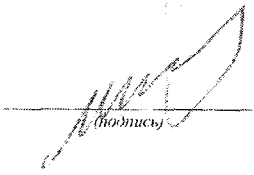
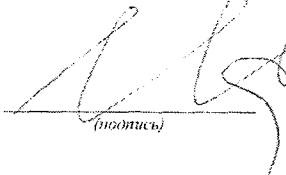
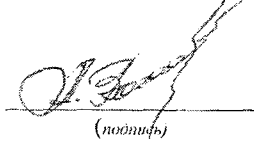
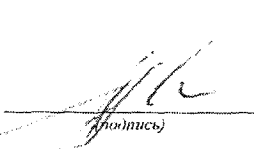
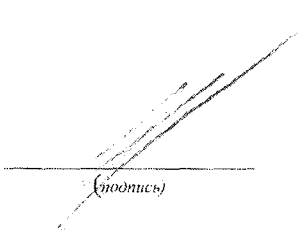
16.	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
17.	<b>Перечень технических регламентов, национальных 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.
18.	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Инженер 1 категории ОПМ ДПРП и ОМ

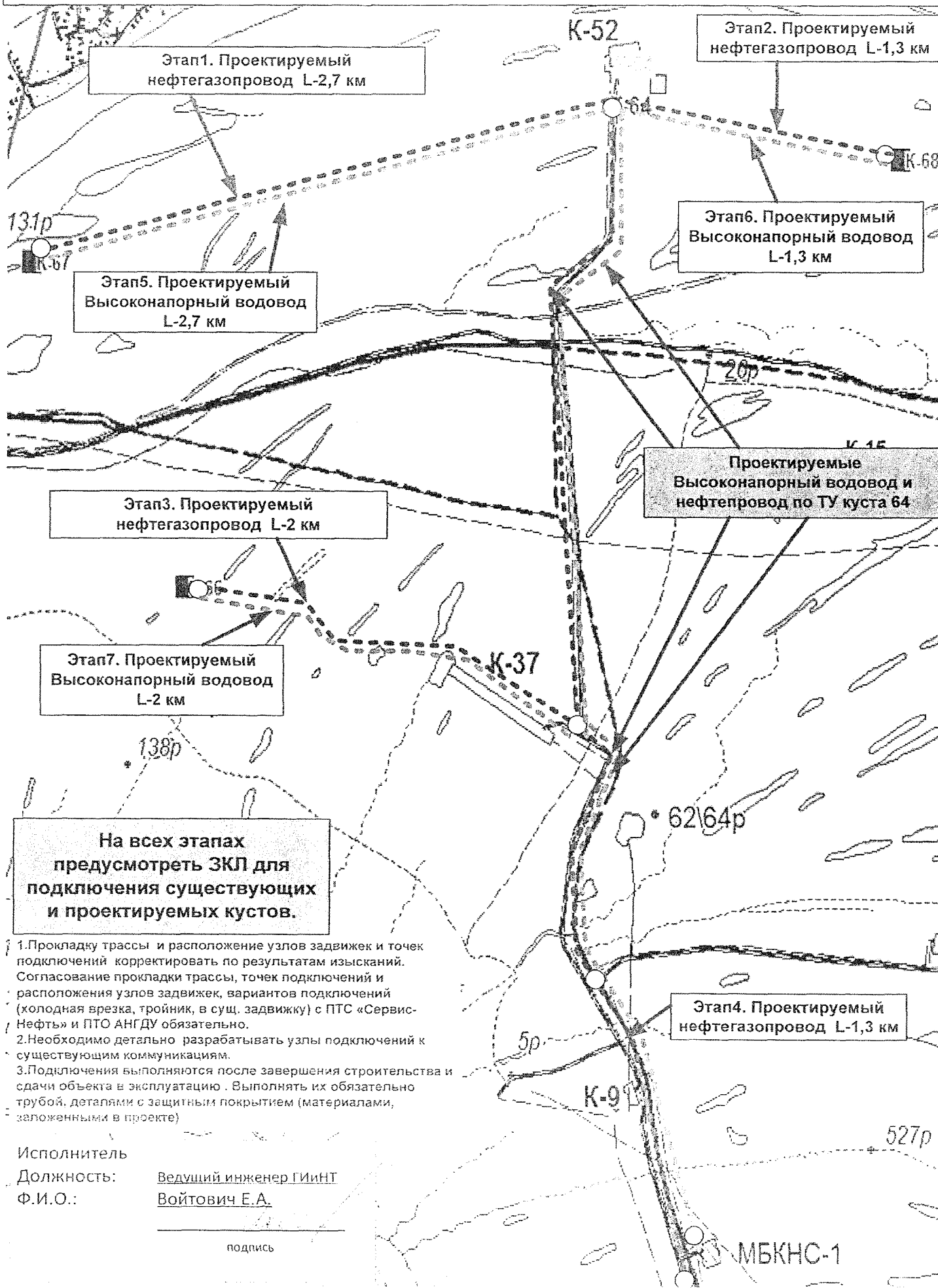


О.В. Журавель

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Мегнионского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 66,67,68»**

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

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов №66,67,68  
Мегионского м/р. Приложение №1



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

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

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.

**Кусты скважин №66,67,68»**

1. Месторождение, район строительства	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.67- т.вр.к.52» Нефтегазопровод «к.68-т.вр.к52» Нефтегазопровод «66-т.вр.к37» Нефтегазопровод «т.вр.к38- т.вр.МДНС-1 » Высоконапорный водовод «т.вр.к.64-к.67» Высоконапорный водовод «т.вр.к.64-к.68» Высоконапорный водовод «т.вр.к.37-к.66»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.67- т.вр.к.52»</b> От к.67 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/450</math> Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «к.68-т.вр.к52»</b> От к.68 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/450</math> Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>3 этап. Нефтегазопровод «к.66-т.вр.к.37»</b> От к.66 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/450</math> Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.38-т.вр.МДНС-1»</b> От к.66,67,68,64 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 3670/1666</math></p>

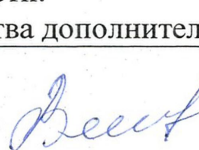
	<p>Давление в точке подключения 10 кгс/см<sup>2</sup>  Диаметр в точке подключения- 325х8  <b>5 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.64-к.67»</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от МБКНС-1 на к.67  Объем жидкости Qж м<sup>3</sup>/сут-1100  Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом.  Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.  <b>6 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.64-к.68»</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от МБКНС-1 на к.68  Объем жидкости Qж м<sup>3</sup>/сут-1100  Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом.  Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.  <b>7 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.37-к.66»</b>  Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от МБКНС-1 на к.68  Объем жидкости Qж м<sup>3</sup>/сут-1100  Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом.  Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.  <b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования. В гидравлическом расчете учесть проектируемые трубопроводы по ТУ к.64</b></p>
5. Требования к техническим решениям	<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>–При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов (задвижки с электроприводом, внутреннее покрытие и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</li> <li>–Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.</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> </ul>

- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
  - Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
  - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
  - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 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. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
  - Максимальное допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кгс/см<sup>2</sup>; Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
  - 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 подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Выполнить наземную прокладку 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);
  - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
    1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
    2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
  - а) «холодная» врезка,
  - б) врезка тройником,
  - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
- При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;
- При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.
- Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства;
- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.

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> <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 ПТС Управления «Сервис-нефть» и ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</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>

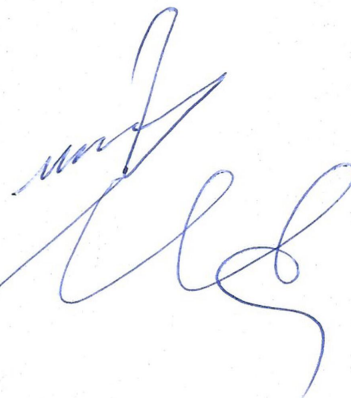
Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

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



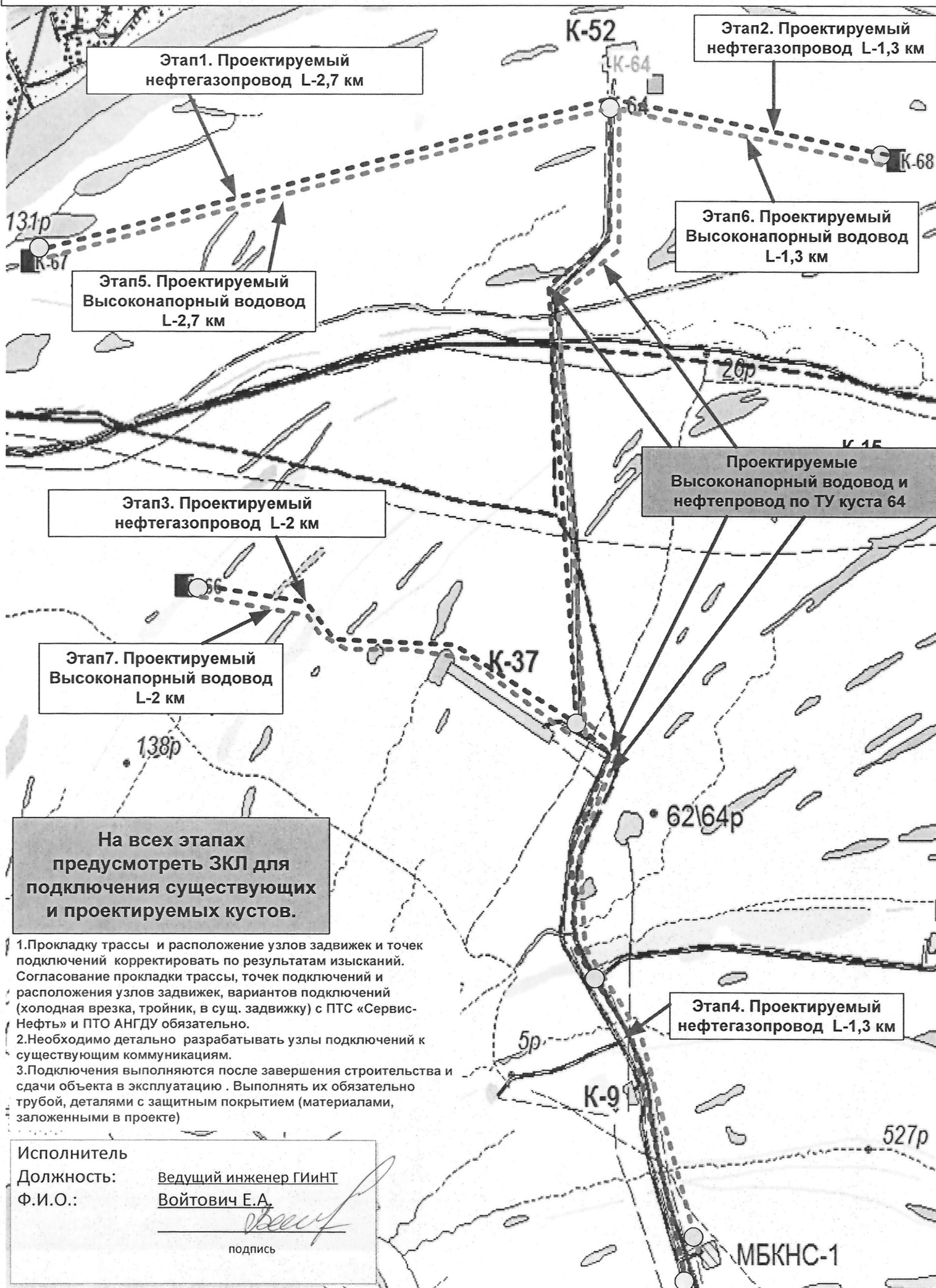
М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В. Евдокимов



**Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов №66,67,68  
Мегионского м/р. Приложение №1**



Технические условия № 36-2015 от 16.02.2015г.  
на электроснабжение КП-66 Мегионского м/р

Запрашиваемая мощность – 594 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-66 Мегионского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-66 Мегионского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 1.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 1.1.4. Точки подключения:  
Существующие ВЛ-6кВ Ф-4, 15 ПС-35/6кВ «Куст-53». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
- 1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-53» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 1.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-66 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 1.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-66 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 1.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 1.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 1.1.11. Линейные разъединители на первых отпасах и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-66.
- 1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

- 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-66 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 1.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 1.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 1.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 1.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 1.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 1.1.21. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 1.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.1.23. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 1.2. Проект, выполненный в соответствии с п.1.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 1.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 1.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.1.2. настоящих технических условий проектной документации.
2. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-66 Мегионского месторождения нефти:

- 2.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 2.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 2.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
3. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4, 15 ПС-35/6кВ «Куст-53» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин

Условные обозначения:

РВО-6

К-52 КТПН №1 - 3шт.

К-52 КТПН №2 - 3шт.

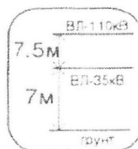
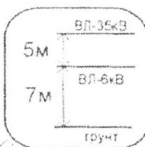
— - река, озеро

- ▼ - опора 35 кВ одноцепная анкерная металл
- ▼ - опора 35 кВ двухцепная анкерная металл
- - опора 35 кВ одноцепная промежуточная металл
- - опора 35 кВ двухцепная промежуточная металл
- ▲ - опора 6 кВ анкерная металл
- - опора 6 кВ промежуточная металл
- ◼ - КТПН

Куст-52  
2х630 кВА

Ф-15  
Ф-4

ПС 35/6 кВ  
«Куст-53»



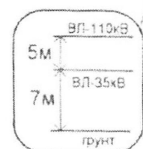
ВЛ-6 кВ Ф-4 ПС 35/6 кВ «Куст-53»

Оп.1-39: AC-120 L=9 км

ВЛ-6 кВ Ф-15 ПС 35/6 кВ «Куст-53»

Оп.1-41: AC-120, L=9,2 км

ВЛ-110 кВ «Кирияновская ГПП-7-1-2»



ВЛ-110кВ Кирияновская-Восточная

Ф-8 от ПС 110/35 кВ «Таврия»  
Ф-5 от ПС 110/35 кВ «Таврия»  
Ф-1.2 ПС 110/35 кВ «МАРТИНОВСКАЯ»

					02А-006-ВЛ-045 02А-006-ВЛ-046	
Изм	Лист	ФИО	Дата	Подпись	ВЛ-6 кВ Ф-4, 15 ПС 35/6 кВ «Куст-53» Поопорная схема	Литер
Главный инженер		Долгушин В.В.	17.03.14		Лист 1	
И.о. зам. гл. инженера по оперативному управлению		Петров А.Ю.	14.03.14			
Начальник ПТО		Марченко А.Н.	13.03.14		ООО «МЭН»	С/Р №6
Ст. мастер С/Р №6		Ильин Д.Н.	13.03.14			
Выполнил		Соболев В.Н.	13.03.14			

Технические условия № 21-2015 от 29.01.2015г.  
на электроснабжение КП №№67, 68 Мегионское м/р.  
Запрашиваемая мощность – КП-67 – 594 кВт, КП-68 – 594 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП №№67, 68 Мегионское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах вдоль существующей и проектируемых трасс коммуникаций от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП №№67, 68 Мегионское м/р.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 6.4. Точки подключения: ВЛ-6кВ Ф-4,15 ПС-35/6кВ «Куст-53». Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опор в точках врезки.
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-53» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП №№67,68 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. Пункты АВР-6кВ на КП №№67,68 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
  - 6.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
  - 6.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
  - 6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
  - 6.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».

- 6.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП №№67, 68.
- 6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП №№67,68 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пунктов АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4,15 ПС-35/6кВ «Куст-53» - на 1 листе в 1 экземпляре.

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



**В.В. Долгушин**

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



**В.Е. Сыровежкин**

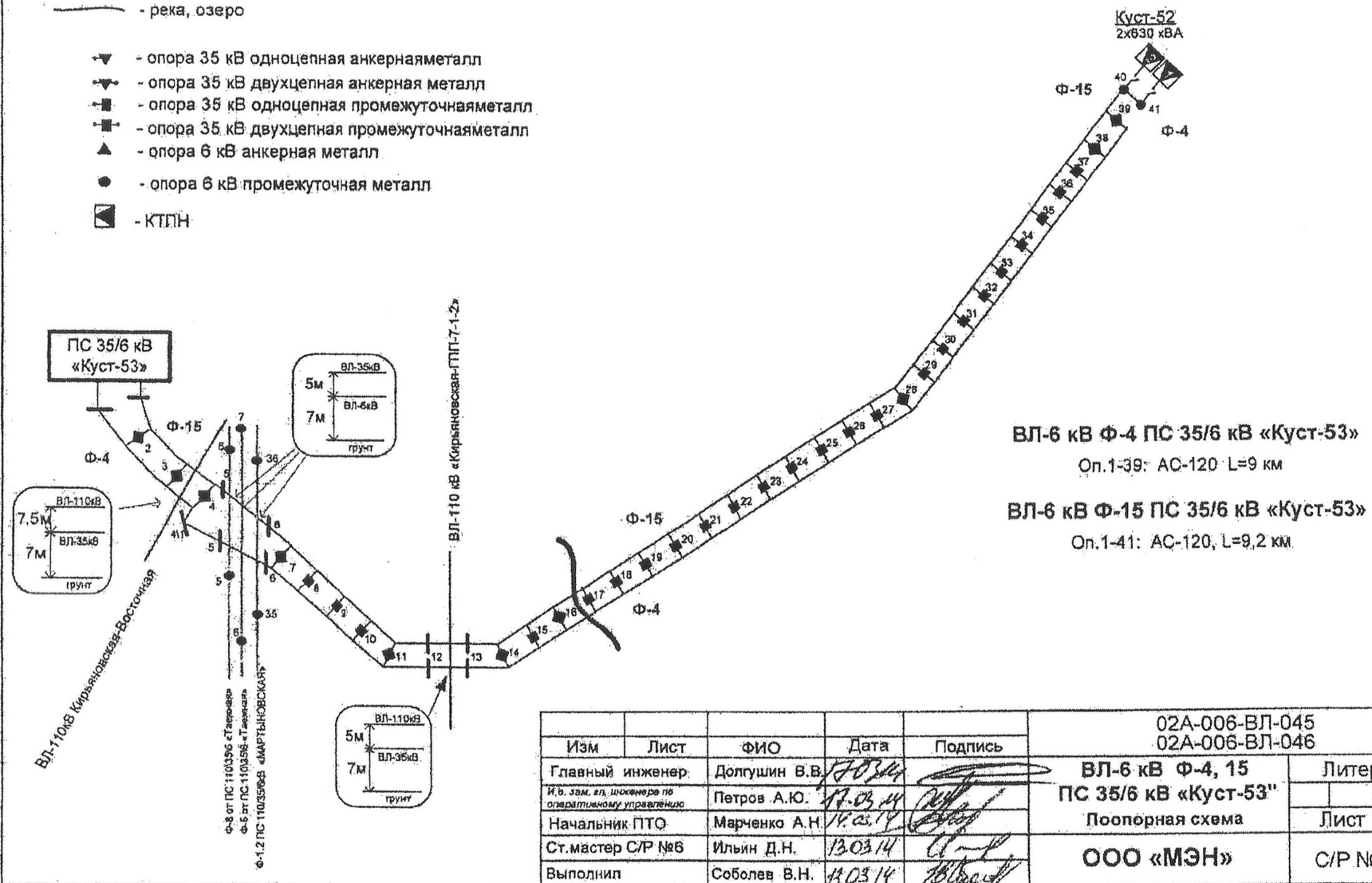
Условные обозначения:

- - река, озеро
- ▼ - опора 35 кВ одноцепная анкерная металл
- ▼ - опора 35 кВ двухцепная анкерная металл
- - опора 35 кВ одноцепная промежуточная металл
- - опора 35 кВ двухцепная промежуточная металл
- ▲ - опора 6 кВ анкерная металл
- - опора 6 кВ промежуточная металл
- ◼ - КТПН

РВО-6

К-52 КТПН №1 - 3шт.

К-52 КТПН №2 - 3шт.



02А-006-ВЛ-045  
02А-006-ВЛ-046

ВЛ-6 кВ Ф-4, 15  
ПС 35/6 кВ «Куст-53»  
Поопорная схема

Литер  
Лист 1

ООО «МЭН»

С/Р №6

Приложение №3  
(на 9 листах)

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 66 Мегнионского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегнионское	66	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

# Динамика основных показателей разработки КП № 66 Мегионского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №66										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	62,1	85,1	49,0	45,8	42,0	38,4	35,1	34,2	33,5	32,5
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	161,7	299,4	231,2	236,0	236,7	236,0	236,0	236,0	236,7	236,0
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	188,1	394,2	394,2	394,2	395,3	394,2	394,2	394,2	395,3
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	4,0	5,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2	2,2	2,1

Начальник ОПиМГР

А.М. Горбань

**Проектные данные по КП № 66 Мегионского месторождения**

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Мегионское	66	AB1(3)	12	6	4	2	0	1000	450	1100	AB1(3) - 150	AB1(3) - 65	AB1(3) - 72 ЭЦН	
1	Итого по месторождению			12	6										

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

/ Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПиМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 67 Мегионского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегионское	67	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

# Динамика основных показателей разработки КП № 67 Мегионского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №67										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	62,1	85,1	49,0	45,8	42,0	38,4	35,1	34,2	33,5	32,5
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	161,7	299,4	231,2	236,0	236,7	236,0	236,0	236,0	236,7	236,0
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	188,1	394,2	394,2	394,2	395,3	394,2	394,2	394,2	395,3
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	4,0	5,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2	2,2	2,1

Начальник ОПиМПП

А.М. Горбань

**Проектные данные по КП № 67 Мегионского месторождения**

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Мегионское	67	AB1(3)	12	6	4	2	0	1000	450	1100	AB1(3) - 150	AB1(3) - 65	AB1(3) - 72	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 68 Мегионского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегионское	68	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	110	50	44
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД отр	AB1(3)	60	25	47
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44
		ППД	AB1(3)			
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

# Динамика основных показателей разработки КП № 68 Мегионского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №68										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	62,1	85,1	49,0	45,8	42,0	38,4	35,1	33,3	31,8	30,1
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	161,7	299,4	231,2	236,0	236,7	236,0	236,0	236,0	236,7	236,0
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	188,1	394,2	394,2	394,2	395,3	394,2	394,2	394,2	395,3
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	4,0	5,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0

Начальник ОПиМПП



А.М. Горбань

**Проектные данные по КП № 68 Мегионского месторождения**

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Мегионское	68	AB1(3)	12	6	4	2	0	1000	450	1100	AB1(3) - 150	AB1(3) - 65	AB1(3) - 72 ЭЦН	
1	Итого по месторождению			12	6										

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

/ Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин КП №66 Мегионского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Мегионское	***	66	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	25	47	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	25	47	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД	AB1(3)					
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД	AB1(3)					
				Сумма	1000	450			594
				Ср.Q	100	45			

Перечень скважин КП №67 Мегионского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Мегионское	***	67	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	25	47	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	25	47	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД	AB1(3)					
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД	AB1(3)					
				Сумма	1000	450			594
				Ср.Q	100	45			

Перечень скважин КП №68 Мегионского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Мегионское	***	68	гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	25	47	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД, отр	AB1(3)	60	25	47	5-60-1500	45
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД	AB1(3)					
	***		гор с МГРП	AB1(3)	110	50	44	5-125-1500	63
	***		ППД	AB1(3)					
				Сумма	1000	450			594
				Ср.Q	100	45			

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

16 января 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ДН-86  
от \_\_\_\_\_ 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым площадкам*

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

Система координат 1963г.

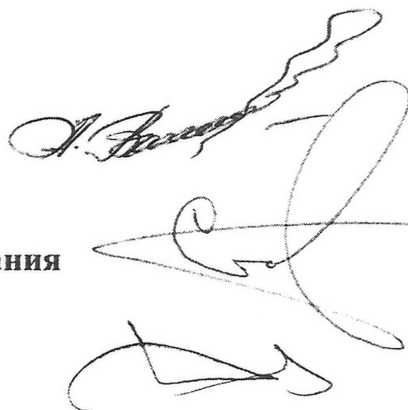
№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	66	Мегионское	760485	399200	250°.

Примечание: ТТП-отсутствует.

/Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования

Начальник отдела  
земельных отводов



А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

16 января 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ОН-87 #  
от \_\_\_\_\_ 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	67	Мегионское	761697	398544	135°.

Примечание: ТТП-отсутствует, КФХ-150м,

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования

М.Ф.Старицын

Начальник отдела  
земельных отводов

Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

На № 5 декабря 2014 г.

№ СН-78  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	68	Мегионское	761962	402441	260°.

Главный маркшейдер

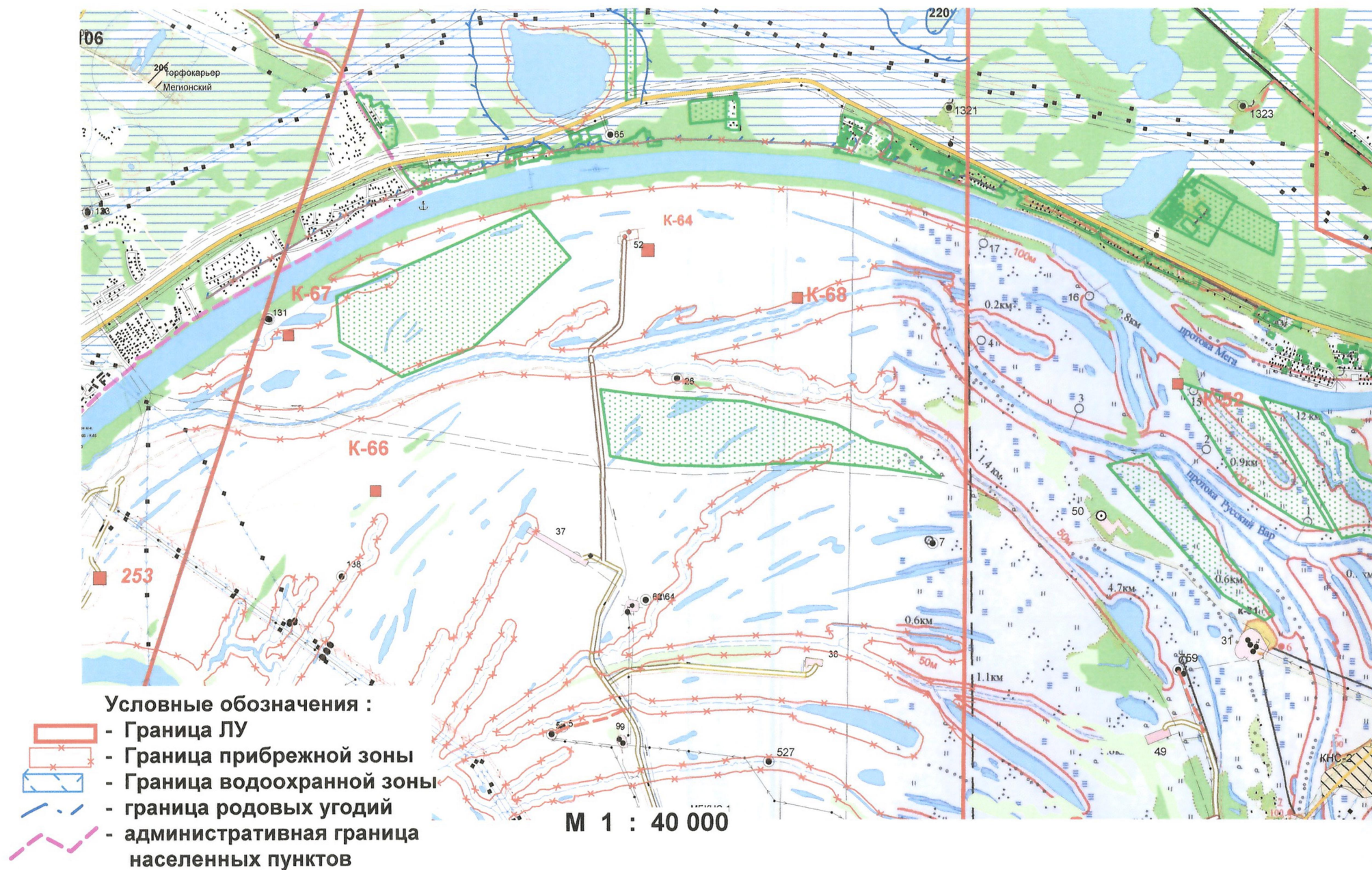
Начальник департамента  
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старицын

Исп. Войтович А.Л.  
Тел. 46-990

# Мегионское Мыхпайское месторождения



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

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

тел. (34643) 4-73-93, факс (34643) 4-73-93

26 11 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ДБ-46/1346  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

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

*О проектировании*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

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

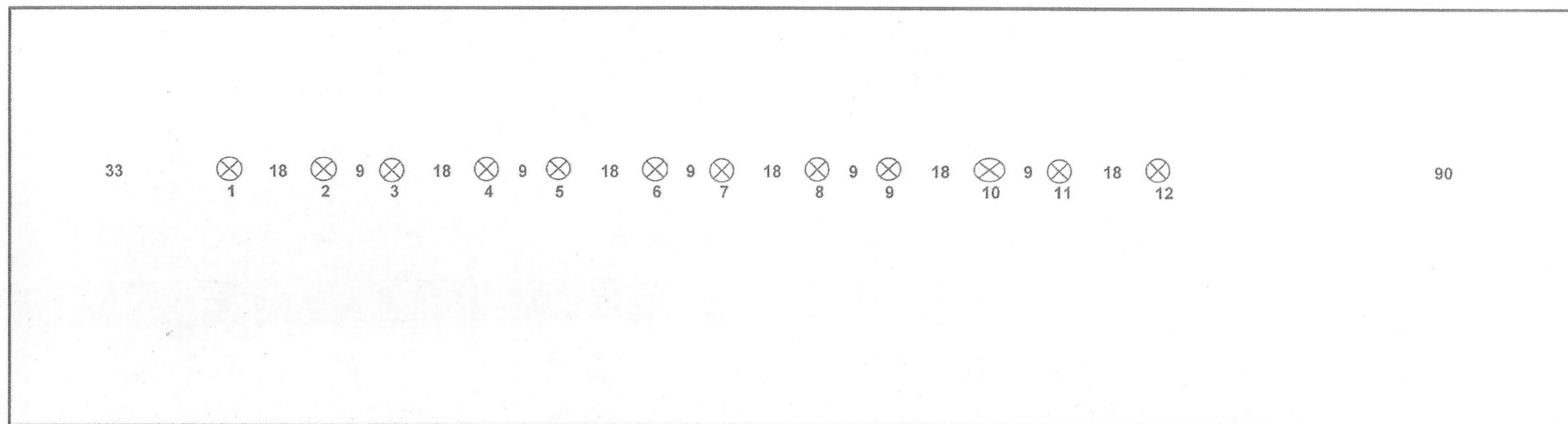
1. КП № 261 Ватинское м/р – гор -  $1300\text{м}^3$ , н/н -  $1800\text{м}^3$ .
2. КП № 190, 191 Аганское м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $2000\text{м}^3$ .
3. КП № 118, 116, 115, 113, 112, 111, 110, 109, 108, 107 Северо-Покурского м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $2000\text{м}^3$ .
4. КП № 76, 77 Ново-Покурское м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $2000\text{м}^3$ .
5. КП № 61, 62, 63, 66, 67, 68 Мегионское м/р – гор- $1300\text{м}^3$ , н/н -  $1800\text{м}^3$ .
6. КП № 52 Мыхпайское м/р – гор- $1300\text{м}^3$ , н/н -  $1800\text{м}^3$ .
7. КП № 15Южно-Аганское м/р – гор- $1500\text{м}^3$ , н/н -  $2000\text{м}^3$ .
8. КП № 21Северо-Ореховское м/р – гор- $1300\text{м}^3$ , н/н -  $1800\text{м}^3$ .

С уважением,  
Начальник



Д.А. Брюхов

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА  
при бурении одной буровой установкой



Начальник ПТО по СС ДСС

Гл. специалист ПТО по СС ДСС

А.Н. Терешун

Д.И. Уразаев

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 66».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 66», 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:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 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 № 66 в составе:*

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

**3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 66» с использованием станции телемеханики СТК-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 -

2 Мегионского 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 НПП - 2 Мегионского 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 № 66:

### **1. Станция управления нефтяной скважиной**

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управления при помощи:
  - цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

### **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 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 № 1,1:**

**Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.**

**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 КПЭ («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 температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

### **3. Блок гребенок БГ**

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 66.

### **4. Установка дозирования химреагентов УДХ**

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозировочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

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

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
  - электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20лет.;
  - вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
  - вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
  - расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
  - использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
  - точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.
- В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 66.**

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 «ГМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП**

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

#### ***Контроль доступа в БТ и БА***

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

#### ***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 0104 -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

#### ***Приложение №1,2:***

***Автоматизированная система 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.

#### ***Кабельная продукция для средств АСУ ТП***

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

### ***7. Пожарная сигнализация***

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

### ***8. Объем пожарной сигнализации***

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 66:

- замерная установка (БТ);
- блок аппаратный (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»

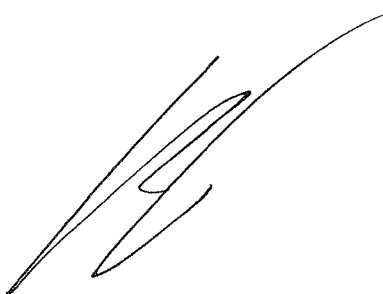
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

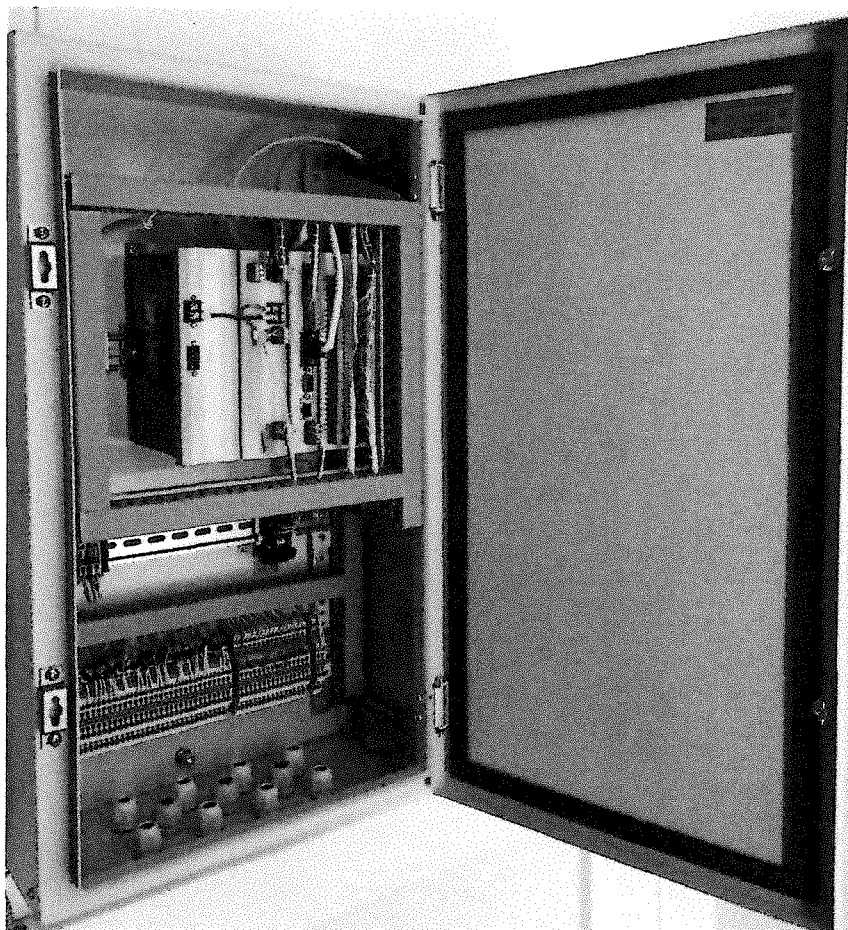
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Мегионского м/р. Куст скважин № 66.» до 19.12.2015г.**

**Начальник ОА**



**С.В. Наливайко**



### **Станция СТК-ZK181 реализует:**

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK181 может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

### **Технические характеристики:**

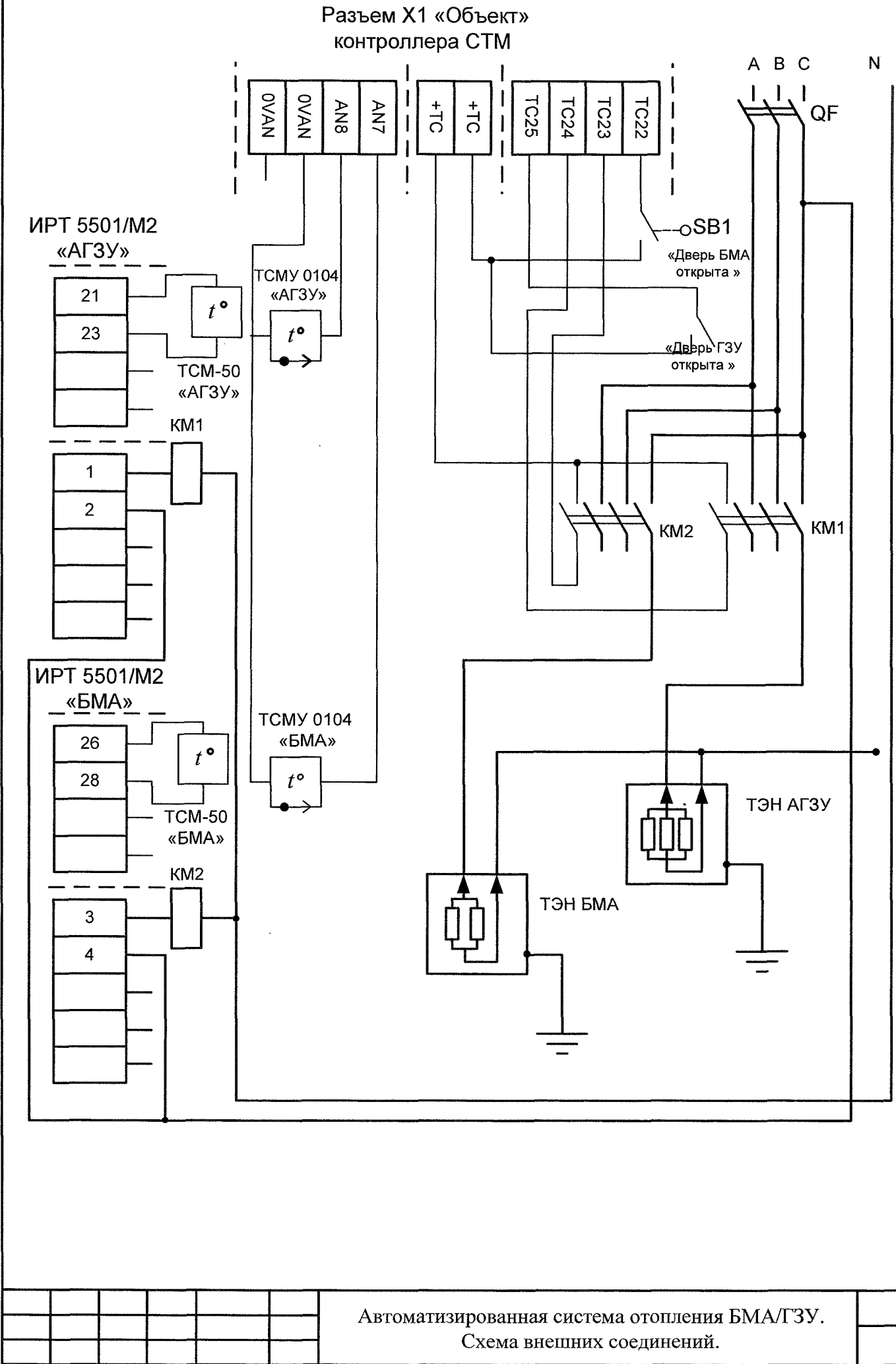
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.  
Схема внешних соединений.



Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ – «Югра»  
город Мегион  
Общество с ограниченной ответственностью  
**«АВТОМАТИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ-СЕРВИС»**

628600, Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Нижневартовск  
Западный промышленный узел,  
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17  
телефон (34643) 4-14-44  
факс (34643) 4-14-04  
E-mail: [ais-s@mail.ru](mailto:ais-s@mail.ru)

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001  
р/с 40702810200290002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 30101810100000000787  
БИК 044525787

Исх.№ \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 66**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-2 Мегионского 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 блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91 и силовой частью.

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, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,3750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ.

АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 58 метров. Коэффициент усиления антенны 6 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 № 101-08-1441 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.*

*1 экз. 4 листов.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Мегионского м/р. Куст скважин № 66» до «    »    2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ  
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ

Китайгородский проезд, д. 7, стр. 2, Москва, 109074  
Тел. / факс: 660-77-30

\_\_\_\_\_ 200\_\_ г. № \_\_\_\_\_

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

**РАЗРЕШЕНИЕ**

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 101-08-1441

От 04.03.2008  
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016  
(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 радиозлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул. № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684  
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиозлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиозлектронными средствами от 14.09.2007 № 06-3-039413 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 177.

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

Начальник Управления  
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

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

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 04.03.2008 № 101-08-1441

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 владельцем РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователей 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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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, повлекшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродукции срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2

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

2.1 Использование радиочастот (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 требования защиты от помех со стороны указанных РЭС и случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации;

2.2 Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций;

2.3 Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовых станций ВС-9 и ВС-10, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

## 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:	16K0F3E, 8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возмывых - до 10 Вт, носимых - до 2 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 излучения на выходе передатчика (на канал)	М. н. н. н.	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передатчик АС)
БС-9	Нижневартовский рн, Аганское месторождение 61N25 76E10	58,0	6,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,3750	160,3750
АС-Стационарные	В зоне действия БС-9	до 100,0	7,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,3750	160,3750
БС-10	Нижневартовский рн, Мегидское месторождение 60N57 76E19	40,0	6,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,0000	160,0000
АС-Стационарные	В зоне действия БС-10	до 100,0	7,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,0000	160,0000

Начальник Управления разрешительной работы в сфере связи Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия



А.А. Панков

10 ИЮН 2013 9:57

ФАРК HP LASERJET

6767766

C.5

ВНЕШНЕПРОТ. ПРОМЫШЛЕН. И  
СРЕДСТВ. ОБЩЕСТВО  
И.А.А.А.А.А.А.А.А.  
И.А.А.А.А.А.А.А.



**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 67».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 67», 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:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 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 № 67 в составе:**

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

**3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 67» с использованием станции телемеханики СТК-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 НПП -

2 Мегионского 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 НПП - 2 Мегионского 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 № 67:

### **1. Станция управления нефтяной скважиной**

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управления при помощи:
  - цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

### **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 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 № 1,1:**

**Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.**

**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 КПА («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 температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

### **3. Блок гребенок БГ**

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 67.

### **4. Установка дозирования химреагентов УДХ**

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ-нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозирочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

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

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
  - электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет.;
  - вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
  - вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
  - расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
  - использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
  - точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.
- В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 67.**

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-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП**

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

#### ***Контроль доступа в БТ и БА***

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

#### ***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 0104 -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

#### ***Приложение №1,2:***

***Автоматизированная система 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.

#### ***Кабельная продукция для средств АСУ ТП***

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

### ***7. Пожарная сигнализация***

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

### ***8. Объем пожарной сигнализации***

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 67:

- 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»

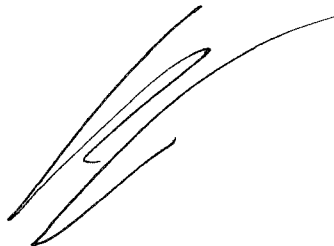
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

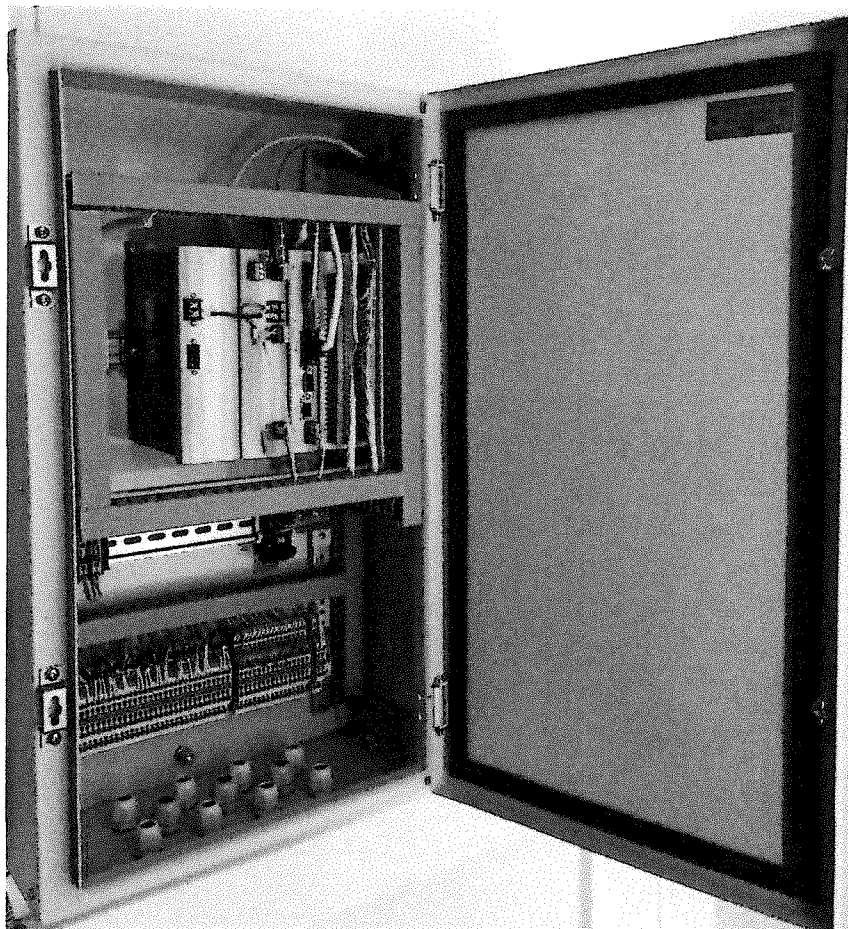
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Мегионского м/р. Куст скважин № 67.» до 19.12.2015г.**

**Начальник ОА**



**С.В. Наливайко**



#### **Станция СТК-ZK181 реализует:**

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK181 может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

#### **Технические характеристики:**

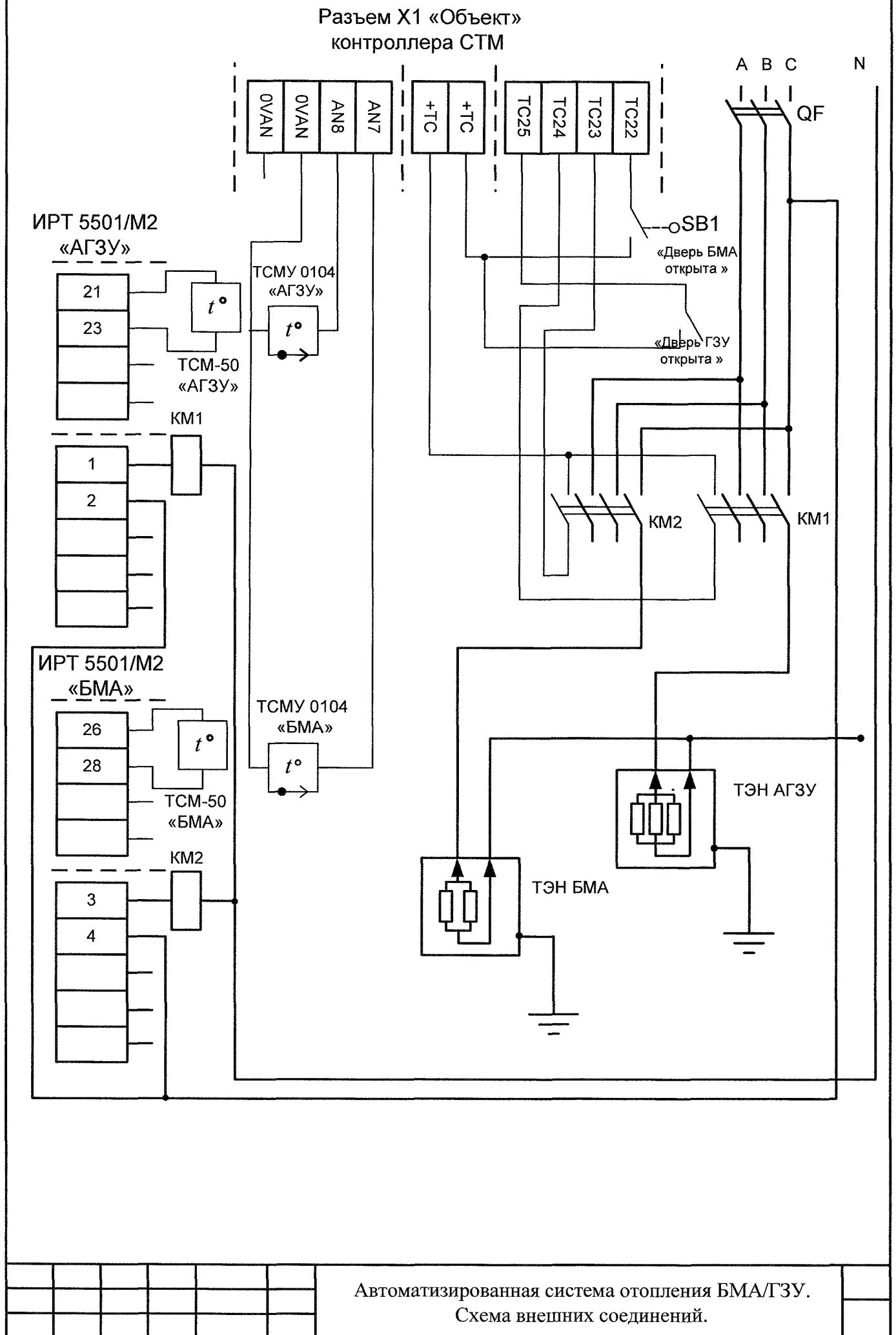
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ – «Югра»  
город Мегион  
Общество с ограниченной ответственностью  
**«АВТОМАТИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ-СЕРВИС»**

628600, Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Нижневартовск  
Западный промышленный узел,  
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17  
телефон (34643) 4-14-44  
факс (34643) 4-14-04  
E-mail: [ais-s@mail.ru](mailto:ais-s@mail.ru)

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001  
р/с 40702810200290002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 30101810100000000787  
БИК 044525787

Исх.№ \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 67**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-2 Мегионского 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 блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91 и силовой частью.

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, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,3750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ.

АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 58 метров. Коэффициент усиления антенны 6 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 № 101-08-1441 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.*

*1 экз. 4 листов.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Мегионского м/р. Куст скважин № 67» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ  
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д.7, стр. 2, Москва, 109074  
Тел. / факс: 660-77-30

\_\_\_\_\_ 200\_\_ г. № \_\_\_\_\_

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

**РАЗРЕШЕНИЕ**

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 101-08-1441**

От 04.03.2008  
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016  
(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 радиозлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул. № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684  
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиозлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиозлектронными средствами от 14.09.2007 № 06-3-039413 и приказ Росвоязохранкультуры от 04.03.2008 № 107.

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

Начальник Управления  
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

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

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 04.03.2008 № 101-08-1441

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 владельцем РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователей 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 наличии 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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 в ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлекшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2

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

2.1 Использование радиочастот (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 требования защиты от помех со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации;

2.2 Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций;

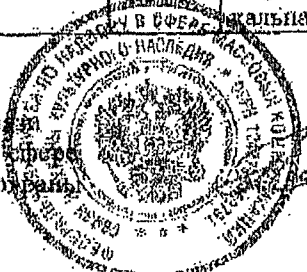
2.3 Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовых станций ВС-9 и ВС-10, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного 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:	16K0F3E, 8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возмых - до 10 Вт, носимых - до 2 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 излучения на выходе передатчика (на канал)	№ вы-пая	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передатчик АС)
БС-9	Нижневартовский рн, Аганское месторождение 61N25 76E10	58,0	6,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,3750	160,3750
АС-Стационарные	В зоне действия БС-9	до 100,0	7,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,3750	160,3750
БС-10	Нижневартовский рн, Мегдинское месторождение 60N57 76E19	40,0	6,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,0000	160,0000
АС-Стационарные	В зоне действия БС-10	до 100,0	7,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,0000	160,0000

Начальник Управления разрешительной работы в сфере связи Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия



А.А. Панков

10 МОУ 2013 9:57

ФАРС HP LASERJET

6767766

C.5

Всего пропущено, просматривано в  
Средне-Восточном отделе  
начальник отдела  
М. А. Гуськова



**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 68».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 68», 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:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 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 № 68 в составе:**

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

**3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 68» с использованием станции телемеханики СТК-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 НПП -

2 Мегионского 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 - 2 Мегионского 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 № 68:

### **1. Станция управления нефтяной скважиной**

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
  - цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

### **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 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 № 1,1:**

**Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.**

**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 КПЭ («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 температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

### **3. Блок гребенок БГ**

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 68.

### **4. Установка дозирования химреагентов УДХ**

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ-нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозирующих насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

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

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
  - электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет.;
  - вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
  - вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
  - расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
  - использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
  - точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.
- В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 68.**

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-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП**

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

#### ***Контроль доступа в БТ и БА***

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

#### ***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 0104 -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZK.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

#### ***Приложение №1,2:***

***Автоматизированная система 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.

#### ***Кабельная продукция для средств АСУ ТП***

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

### ***7. Пожарная сигнализация***

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ПШБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

### ***8. Объем пожарной сигнализации***

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 68:

- 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 огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

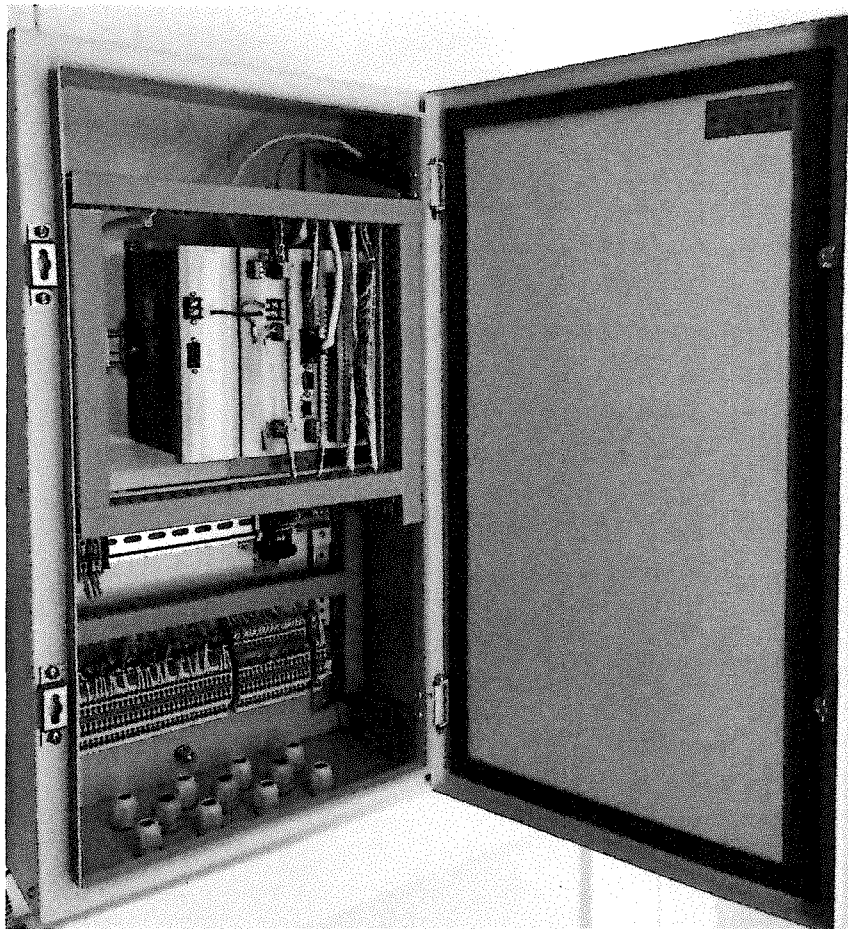
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство  
Мегионского м/р. Куст скважин № 68.» до 19.12.2015г.**

**Начальник ОА**



**С.В. Наливайко**



### Станция СТК-ZK181 реализует:

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK181 может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

### Технические характеристики:

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

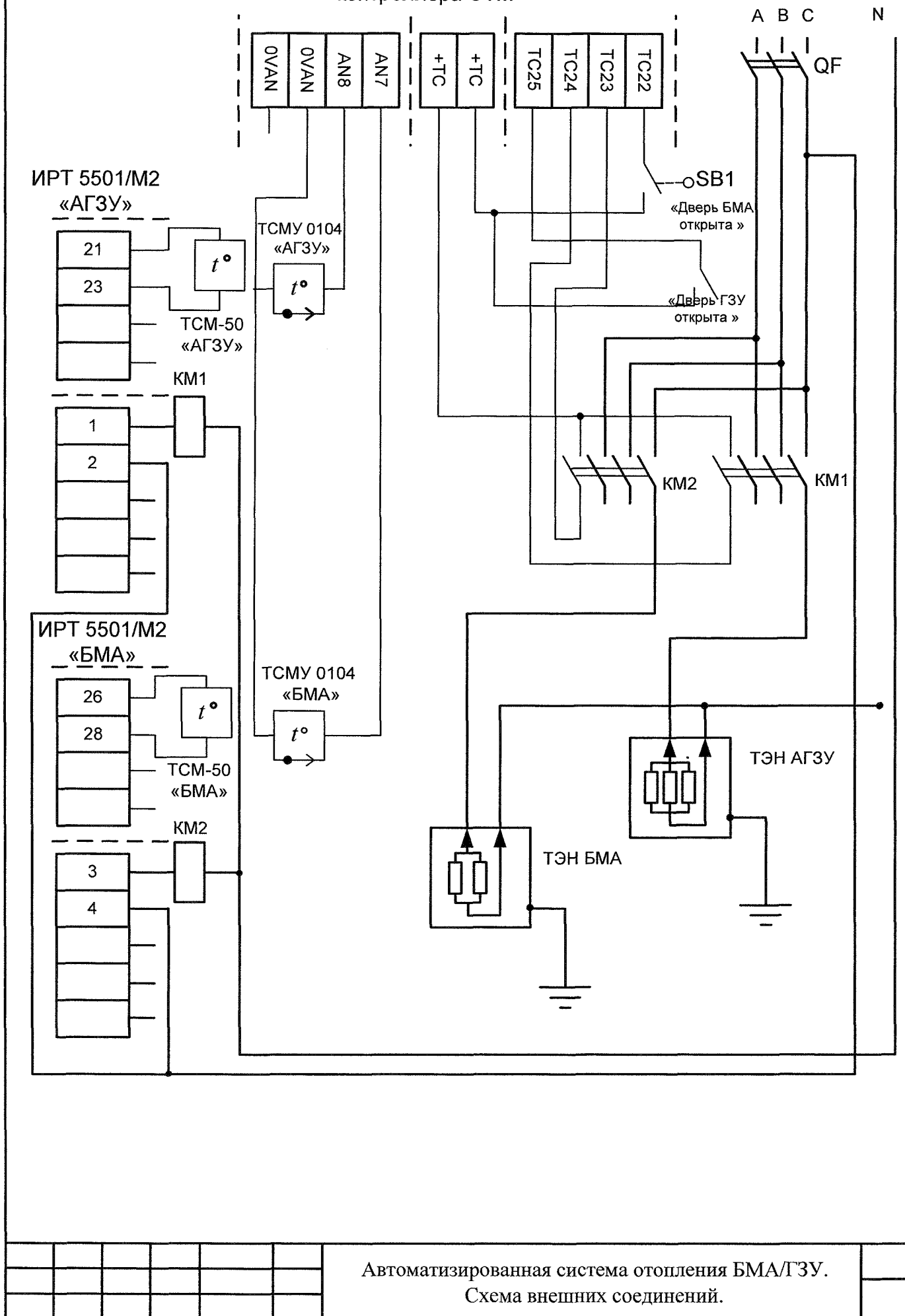
Масса, кг, не более: 40

Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ





Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ – «Югра»  
город Мегион  
Общество с ограниченной ответственностью  
**«АВТОМАТИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ-СЕРВИС»**

628600, Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Нижневартовск  
Западный промышленный узел,  
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17  
телефон (34643) 4-14-44  
факс (34643) 4-14-04  
E-mail: [ais-s@mail.ru](mailto:ais-s@mail.ru)

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001  
р/с 40702810200290002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 30101810100000000787  
БИК 044525787

Исх.№ \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВА МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 68**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-2 Мегионского 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 блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91 и силовой частью.

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, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,3750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ.

АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 58 метров. Коэффициент усиления антенны 6 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 № 101-08-1441 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.*

*1 экз. 4 листов.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Мегионского м/р. Куст скважин № 68» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ  
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д. 7, стр. 2, Москва, 109074  
Тел. / факс: 660-77-30

\_\_\_\_\_ 200\_\_ г. № \_\_\_\_\_

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### РАЗРЕШЕНИЕ

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 101-08-1441**

От 04.03.2008  
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016  
(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 радиозлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул. № 8, город 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 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиозлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиозлектронными средствами от 14.09.2007 № 06-3-039413 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101-08-1441

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

Начальник Управления разрешительной работы в сфере связи \_\_\_\_\_ А.А. Панков

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



Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 04.03.2008 № 101-08-1441

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 (этикетов) 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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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, повлекшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2

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

2.1 Использование радиочастот (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 требования защиты от помех со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации;

2.2 Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций;

2.3 Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовых станций ВС-9 и ВС-10, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного 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:	16K0F3E, 8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возмывых - до 10 Вт, носимых - до 2 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 излучения / поляризация	Мощность излучения на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
		м	дБ	град	Вт		передачи БС	приема БС (передатчик АС)
БС-9	Нижевартовский рп, Аганское месторождение 61N25 76E10	58,0	6,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,3750	160,3750
АС-Стационарные	В зоне действия БС-9	до 100,0	7,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,3750	160,3750
БС-10	Нижевартовский рп, Мегионское месторождение 60N57 76E19	40,0	6,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,0000	160,0000
АС-Стационарные	В зоне действия БС-10	до 100,0	7,0	0-360 / 0 / вертикальная	10,0		160,0000	160,0000

Начальник Управления разрешительной работы в сфере связи  
Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия



А.А. Панков

ВЕРНО ПОДПИСАНО, ПОСЫЛАЕМОЕ В  
ОПРЕДЕЛЕННУЮ РАЙОННУЮ  
ИЗДАТЕЛЬСКО-ПОЛИГРАФИЧЕСКУЮ  
КАНЦЕЛЮ



**«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин № 66,67,68»**  
(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Нижневартовский район, Мегионский лицензионный участок.**  
(адрес расположения объекта)

<b>№ п/п</b>	<b>Признаки</b>	<b>Идентификация по признакам</b>	<b>Примечание</b>
<b>Кусты скважин № 66,67,68</b> <b>(технологическое оборудование, сооружения кустов 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>Нефтебсор от кустов скважин № 66,67,68</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 кустов скважин № 66,67,68</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 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>ВЛ-6кВ на кусты скважин № 66,67,68</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 № 66,67,68</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 особенности которых,	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 Градостроительного кодекса РФ

	влиять на их безопасность		
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	Нормальный	

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

Мегнонское месторождение  
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

Параметры	Объекты					
	AB <sub>1-2</sub>	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> +AB <sub>2</sub> <sup>2</sup>	BB <sub>8</sub>	BB <sub>10</sub>	BB <sub>15-22</sub>	ЮВ <sub>1</sub>
Средняя глубина залегания, м	1681	1718-1724	2110-2136	2245-2281	2322-2347	2421
Тип залежи	пластово-сводовый					
Тип коллектора	терригенный, поровый					
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м <sup>2</sup>	202515	150864	117945	41116	39986	54097
Средняя общая толщина, м	16.4	4.9-20.3	6.5-22.7	34	10-15.9	14.1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5.2	2.58	3	3.5	1.1-2.1	5.9
Пористость, %	21	22	21	20	17	15
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0.43	0.54	0.64	0.56	0.54	0.54
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	32	150	258	13.13	1.8-5.5	25.9
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.816	0.244-0.787	0.841	0.63	0.75	0.7
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1.35	1.87-3.92	5.157	3.79	4.133	6.3
Начальная пластовая температура, С	70	72	89	90	90	90
Начальное пластовое давление, МПа	17	17.4	21.2	22.3	24.5	24.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1.59-1.9	1.59-1.71	1.6	0.98	0.9	0.9
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа*с.	8.5-9.5	8.5-9.37	5.9	5.5	4.3	3.1
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.8	0.76	0.74	0.76	-	0.72
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.86	0.86	0.847	0.848	0.835	0.828
Абсолютная отметка ВНК, м	1682	1682-1683	2120			2445
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.15	1.15	1.26	1.28	1.15	1.22
Содержание серы в нефти, %	0.9	0.9	1.0	-	-	0.5
Содержание парафина в нефти, %	2.9	2.9	2.5	-	-	1.9
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.2	8.5	7.8	9.7	9.7	6.9
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	46.7	64	73	68.2	88	76.8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0.45	0.45	0.44	0.39	0.34	0.36
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа*с	0.97	0.97	0.96	0.94	0.92	0.93
Плотность воды в пластовых условиях, мПа*с	1.014	1.014	1.016	1.016	-	-
Плотность воды в поверхностных условиях, мПа*с	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Сжимаемость нефти, МПа*10 <sup>-1</sup>	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
Сжимаемость воды, МПа*10 <sup>-4</sup>	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Сжимаемость породы, МПа*10 <sup>-1</sup>	5	5	5	5	5	5

## Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1.	Код региона РФ, зона строительства:
	– 1,2 зона ХМАО
2.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Выполнить сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО;</li> <li>• Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года</li> <li>• Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №1).</li> <li>• В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчёт. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>• Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2).</li> </ul> <p>Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы).</p> <p>При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>• Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.</li> <li>Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и exel).</li> </ul>
<b>3.</b>	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Северная надбавка – 70%;</li> <li>Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;</li> </ul>
<b>4.</b>	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b>
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
<b>5.</b>	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД);</li> <li>средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД);</li> <li>борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).</li> </ul>
<b>6.</b>	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b>
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
<b>7.</b>	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b>
	<p>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>до 2 % для объектов социальной сферы;</li> <li>до 3% для объектов производственного назначения;</li> <li>до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.</li> </ul>
<b>8.</b>	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b>
	<p>Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий;</p> <p>Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-408-0122;</p> <p>Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно ТСЦ-407-0021;</p>
<b>9.</b>	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b>
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
<b>10.</b>	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.</b>
	– полигон ТБО г.Мегион
<b>11.</b>	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства.</li> <li>Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки)</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических.</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство</li> </ul>

автомобильной дороги отдельно.

- По каждому разделу ЛСР должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;
- При ссылаках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающих условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат» дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;
- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.

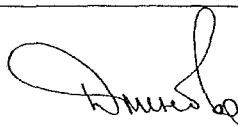
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38.;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех.часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборы за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключать основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь.</li> <li>– Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.</li> <li>– Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключить стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> <li>– На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> </ul>
12.	<b>Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость</b>
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

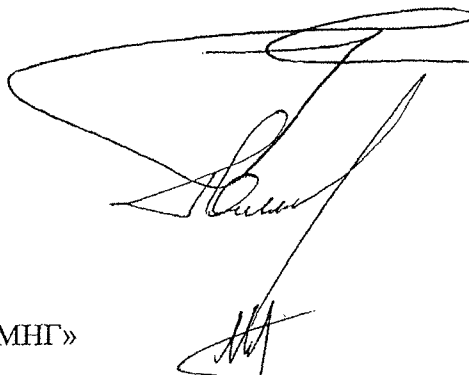
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



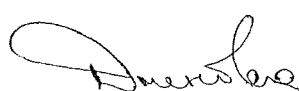
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова

**Требования к разработке сметной документации**  
**для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

<b>1.</b>	<b>Код региона РФ, зона строительства:</b>
	– 1,2 зона ХМАО
<b>2.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Выполнить сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001ХМАО;</li> <li>• Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года</li> <li>• Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №1).</li> <li>• В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчёт. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>• Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2).</li> </ul> <p>Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы).</p> <p>При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>• Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.</li> <li>Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.gpr, xml и exel).</li> </ul>
<b>3.</b>	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Северная надбавка – 70%;</li> <li>Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;</li> </ul>
<b>4.</b>	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b>
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
<b>5.</b>	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД);</li> <li>средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД);</li> <li>борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).</li> </ul>
<b>6.</b>	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b>
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
<b>7.</b>	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b>
	<p>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>до 2 % для объектов социальной сферы;</li> <li>до 3% для объектов производственного назначения;</li> <li>до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.</li> </ul>
<b>8.</b>	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b>
	<p>Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий;</p> <p>Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-408-0122;</p> <p>Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно ТСЦ-407-0021;</p>
<b>9.</b>	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b>
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
<b>10.</b>	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.</b>
	– полигон ТБО г.Мегион
<b>11.</b>	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства.</li> <li>Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки)</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических.</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство</li> </ul>

автомобильной дороги отдельно.

- По каждому разделу ЛСР должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;
- При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающих условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат» дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;
- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.

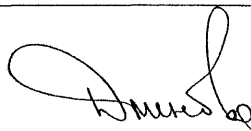
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38.;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех.часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборы за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключать основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь.</li> <li>– Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.</li> <li>– Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> <li>– На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> </ul>
12.	<b>Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость</b>
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

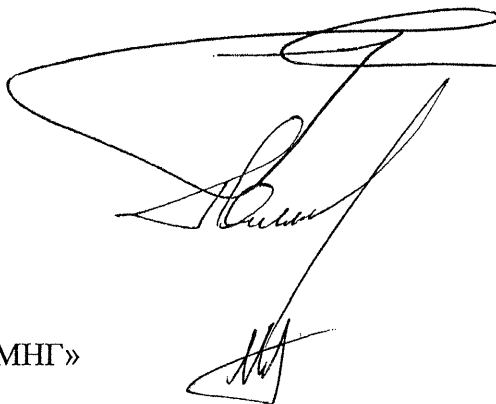
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

## СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»**  
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997  
Юридический адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035  
Тел. (499) 517-88-99, факс: (499) 517-72-35  
e-mail: postman@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru  
ОКПО 00044426, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/997150001

от 16.06.2015 № ПА - 39615

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

О ценообразовании объектов строительства

Генеральным  
директорам дочерних обществ  
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Уважаемые коллеги!

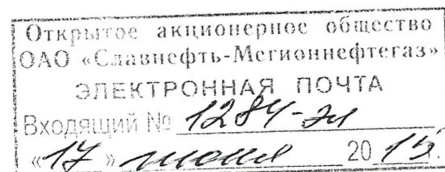
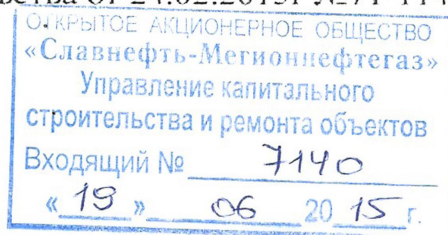
В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий коэффициент  $K=0,71$  (без учета стоимости свай).

В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай на поверхности земли выше 10% от проектной длины свай, при формировании сметных расчетов следует учитывать оба коэффициента (коэффициент  $K=0,71$  и коэффициенты п. 3.3. технической части Сборника №5).

Данный норматив применять при подготовке сметной документации, формировании стоимости начальной максимальной цены и формировании затрат за выполненные подрядчиком работы.

Приложение: письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 на 3 л. в 1 экз.

С уважением,

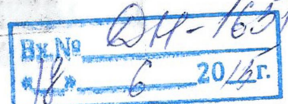


Советник Президента –  
директор Департамента планирования,  
управления эффективностью, развития  
и инвестиций в разведке и добыче  
в ранге вице-президента

А.В. Пригода

Исполнитель: Петрова А.С.  
8(499)517-8888, доб.62194

О.В. Бризжун





ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»  
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997  
Юридический адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035  
Тел: (499) 517-89-99, факс: (499) 517-72-35  
e-mail: postman@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru  
ОКПО 00344429, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/097150001

от 24.09.2013 № 11/11846

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

О ценообразовании объектов строительства

Генеральным директорам  
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщаем следующее:

1. Если погружение свай осуществляется в заранее пробуренные лидерные скважины с последующей забивкой их в плотные грунты необходимо применять корректирующий коэффициент в размере 0,71 к единичным расценкам сборника №5 на погружение свай. Указанный коэффициент не должен применяться к стоимости свай.

2. Затраты на компенсацию разницы в стоимости электроэнергии, получаемой от дизельных электростанций, следует определять в строгом соответствии с прилагаемым порядком.

Вместе с тем обращаю внимание на необходимость неукоснительного соблюдения порядка компенсации прочих и лимитированных затрат, доведенного письмом от 25.09.2013 № АВ-7672.

Приложение: порядок определения затрат на электроэнергию от ДЭС на 2л.

С уважением,

Заместитель директора Департамента  
строительного контроля, планирования  
и ценовой политики в строительстве

Д.И. Натко

Исп. Глуховед Виталий Александрович  
8(499)517-8888, доб.6731

**Порядок**  
**расчета дополнительных затрат**  
**на разницу в стоимости электроэнергии,**  
**получаемой от ДЭС при производстве СМР**

Дополнительные затраты по оплате разницы в стоимости электроэнергии могут появляться при отсутствии на объектах постоянных источников электропитания и применении передвижных электростанций. Ниже приводится порядок расчета этих дополнительных затрат.

**1.1 При разработке проектно-сметной документации:**

**1.1.1 По линейным объектам строительства (ВЛ, КЛ, трубопроводы, дороги и т.п.):**

Учитывая, что в составе норм ГЭСН и расценок ФЕР (ТЕР), используемых для определения стоимости строительства линейных объектов, учитываются механизмы и сварочные агрегаты с двигателями внутреннего сгорания, расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии производить не рекомендуется.

**1.1.2 По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:**

Затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС, необходимо рассчитывать только в исключительных случаях, при обосновании данных затрат в Проекте организации строительства (ПОС).

В ПОС необходимо:

- рассчитать оптимальную мощность ДЭС;
- произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитываемых в главах 2-8 Сводного сметного расчета стоимости строительства;
- отразить период работы ДЭС на данном объекте.

При подготовке окончательного решения ПОС по оптимальному учету затрат на разницу в стоимости электроэнергии необходимо проработать вариант, при котором будет построена и задействована трансформаторная подстанция, необходимая для нормальной эксплуатации объекта, подведены электросети к ней и от неё (до момента сдачи органам энергонадзора). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию строящейся трансформаторной подстанции, чтобы в расчете стоимости в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость строительства, а лишь часть этой стоимости.

В сметной документации необходимо рассчитать дополнительные затраты на основании показателей стоимости 1 часа работы ДЭС с вычетом учитываемой расценками электроэнергии при получении от постоянных источников.

При отсутствии данных в ПОС производить учет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии не рекомендуется.

1.2 При формировании расчета начальных (максимальных) цен (далее – НМЦ) для проведения закупок на строительство объектов:

В расчет НМЦ включать только затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, обоснованные ПОС и учтенные в утвержденном Заказчиком Сводном сметном расчете стоимости строительства. При отсутствии данных затрат в проектно-сметной документации, в расчете затраты не учитывать.

1.3 При заключении договоров с подрядными организациями и проведении взаиморасчетов с ними:

-Договора заключаются в соответствии с условиями проведенных закупок;

-При наличии в коммерческом предложении Подрядчика и заключенном договоре затрат, учитывающих разницу в стоимости электроэнергии, проведение взаиморасчетов с Подрядчиком в части компенсации названных затрат, производится в рамках утвержденного лимита в договоре в следующем порядке:

- по ресурсным ведомостям к локальным сметам (или же Актам КС-2) Подрядчику необходимо рассчитать кол-во часов работы механизмов, работа которых в расценках учтена от постоянных источников электроэнергии, а по факту питание осуществляется от передвижной ДЭС;
- на основании паспортных данных машин и механизмов определяется общая потребность в электроэнергии в кВт-час;
- Подрядчик производит расчет стоимости 1 часа работы ДЭС и стоимость вырабатываемого ДЭС 1 кВт-часа электроэнергии и согласовывает данные расчеты с Заказчиком;
- определяется разница между стоимостью электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, и стоимостью электроэнергии от постоянных источников, учтенной расценками.

К расчетам Подрядчик должен прикладывать документы, подтверждающие фактические показатели расхода электроэнергии от ДЭС. Оплате подлежат только та часть фактических затрат Подрядчика, которая не превышает расчетный уровень дополнительных затрат.

При отсутствии расчетов Подрядчика дополнительные затраты на разницу в стоимости электроэнергии не компенсировать.

СОГЛАСОВАНО

< Директор по капитальному строительству >  
 ОАО «Славнефть-Меденовскгаз»  
 Николаев Д.А.

« » г.

СОГЛАСОВАНО

< Заместитель генерального директора по управлению системой снабжения >  
 ОАО «Славнефть-Меденовскгаз»  
 Ильичев С.А.

« » г.

июнь 2014г

## Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО "СН-МНГ", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	1410ТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	606ИМП	Механизированные устройства ТОТрубопровод	Подрядчик		
		3	705ИМП	ТрубыСтеклопластик	Подрядчик		
		4	1490ТЧ	Трубы водогазопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	1360ТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	1370ТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	1380ТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	1460ТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	1470ТЧ	Трубы больш. диаметра		Заказчик	
		10	1480ТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602ИМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, Заглушки, бобышки, штуцера, Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	0940ТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	0950ТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	761ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	1160ТЧ	Резерв и резер.обор.		Заказчик	
		17	1170ТЧ	Нефтеаппаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтоны и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. Котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и змеевики печей	Подрядчик (змеевики печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и змеевиков	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Метал. констр. газопроводов	Подрядчик		
		34	3120ТЧ	Дизтопливо	Подрядчик		
		35	3130ТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	3140ТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	3150ТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	316ОТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	317ОТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	318ОТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	458ОТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	459ОТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	484ОТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	МаслаИмп	Подрядчик		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подрядчик		
		46	697ИМП	Смазки	Подрядчик		
		47		Охлаждающие жидкости	Подрядчик		
		48		Гидравлические жидкости	Подрядчик		
		49		Бензол, толуол	Подрядчик		
		50		Прочие нефтепродукты	Подрядчик		
		51	118ОТЧ	Котел. и энерг. оборуд.		Заказчик	
		52	122ОТЧ	3/4 кот.-энерг. оборуд.		Заказчик	
		53	223ОТЧ	Электронагрев. элем.	Подрядчик		
		54	224ОТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	225ОТЧ	Эл. печи промышленные	Подрядчик		
		56	226ОТЧ	Обогреват. промышлен.	Подрядчик		
		57	227ОТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	228ОТЧ	ПРА для эл. ламп	Подрядчик		
		59	229ОТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	230ОТЧ	Лампы местн. освещен.	Подрядчик		
		61	231ОТЧ	Лампы кварц. галоген	Подрядчик		
		62	232ОТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	233ОТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	234ОТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	235ОТЧ	Светильник. взрывозащ.		Заказчик	
		66	236ОТЧ	Светильник. промышлен.		Заказчик	
		67	237ОТЧ	Светильн. общ. назнач.	Подрядчик		
		68	238ОТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	239ОТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	240ОТЧ	Прожекторы		Заказчик	
		71	241ОТЧ	Коробки эл. установоч.		Заказчик	
		72	242ОТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	243ОТЧ	Эл. разъемы, роз. вил.	Подрядчик		
		74	244ОТЧ	Наконечники кабельн.	Подрядчик		
		75	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	249ОТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (заземлители, грозоразрядники)	Заказчик	
		77	264ОТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	272ОТЧ	Трансформ. разделит.	Подрядчик (ТСЗИ-2,5, ТФЗМ, ТОЛ, ТЛК, ТТИ, тока Т-0,66, 50/5-600/5, лабораторные)	Заказчик	
		79	273ОТЧ	Трансформаторы тока			
		80	274ОТЧ	Трансформ. напряжения			
		81	275ОТЧ	Трансформ. лаборатор.			
		82	276ОТЧ	Электродр. общепром.		Заказчик	
		83	277ОТЧ	Электродр. взрывозащ.		Заказчик	
		84	278ОТЧ	Электродр. синхронные		Заказчик	
		85	281ОТЧ	Включатели высоковольт.		Заказчик	
		86	282ОТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	283ОТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	2840ТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик ( АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0,11А до50А)	Заказчик	
		89	2850ТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, ГПВМ2-10)	Заказчик	
		90	2860ТЧ	Контакторы		Заказчик	
		91	2870ТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	2880ТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	2890ТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	2900ТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	2910ТЧ	Предохран.высоковольт.	Подрядчик		
		96	2920ТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-II, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-II/220, радиодетали)	Заказчик	
		97	2930ТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	2940ТЧ	Выключатели конечные	Подрядчик		
		99	2950ТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	2960ТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	2970ТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	2980ТЧ	Переносные заземлен.	Подрядчик		
		103	2990ТЧ	Тех. диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-УЗО, указатели положения)		
		104	3000ТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	3010ТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	3040ТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	3050ТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	3060ТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	3070ТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	3080ТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	3090ТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	3100ТЧ	Электроизм.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	3740ТЧ	НизковольтнОборудов.	Подрядчик		
		114	3850ТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	3860ТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	3900ТЧ	Лампы коммут.,сигн.	Подрядчик		
		117	3930ТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	5300ТЧ	З/Ч Газ.порш.эл.стан		Заказчик	
		119	5330ТЧ	З/Ч компр. ДЭН-160ШИМ		Заказчик	
		120	612ИМП	З/ч к эл/оборудован		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-проц.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	2700ТЧ	Трансформ.подстанции		Заказчик	
		126	2710ТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	3030ТЧ	Дизел. электростанции		Заказчик	
		128	3910ТЧ	Трансформаторы ТМПН		Заказчик	
		129	722ИМП	Подстанции импортные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электростанции имп.		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочное-комплектное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	2580ТЧ	Радиоап. телеф. аппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульта микшерные, микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	2610ТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	2620ТЧ	З/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электроизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. приб (маном, терм, датч давл, фильтры, редукт)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, Шкафы КИП, электрические, компьютерные, Сетевое оборуд.		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подрядчик		
		150		Приб и аппаратура дл систем автоматич пожаротуш и пож сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, в т.ч.	154	1290ТЧ	Задвижки трубопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	ПромТрубопровАрматур	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	5200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	703ИМП	Клапаны обр.повор.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	1210ТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
	прокладки металлические	162	123ОТЧ	Вентили трубопровод.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	124ОТЧ	Клап.обратн.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	125ОТЧ	Клап.предох.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	126ОТЧ	Клап.обр.повор.труб.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	128ОТЧ	Клап.регул.трубопр.		Заказчик	
		167	133ОТЧ	Электроп.трубоп.арм.		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеящие вещества и герметики, Спец. оптирочные материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и пневмокабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства зап.ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	180ОТЧ	Сплавы	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припой	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стропы,комплек.к ним	Подрядчик		
		180	322ОТЧ	Дорнит,бурукрытия	Подрядчик		
		181	338ОТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	342ОТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, брусся, )	Подрядчик		
		183	343ОТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плинтуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
		184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые; люки чугунные канализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетино-щеточн.матер.	Подрядчик		
		189	357ОТЧ	Вспомогат.инструмент	Подрядчик		
		190	358ОТЧ	Вспомогат.материалы	Подрядчик		
		191	359ОТЧ	Матер.для дефектоск.	Подрядчик		
		192	384ОТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	400ОТЧ	Химреаг.холод.обор.	Подрядчик		
		194	401ОТЧ	Химреаг.свар.и охлаждаж	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг. котел.обор.	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг.дезсифицир.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	519ОТЧ	Оборудование для столовой		Заказчик	
		199	527ОТЧ	Средства очистки трубоп.	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	538ОТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры по м/р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик ( в комплекте с обополованием)	
		202	700ИМП	Бытовая техника имп.	Подрядчик	Заказчик ( в комплекте с обополованием)	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастотн.	Подрядчик		
		206	215ОТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	216ОТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	217ОТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	218ОТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	219ОТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	220ОТЧ	Пров.и шнур установ.	Подрядчик		
		212	221ОТЧ	Провод неизолирован.		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изд.для каб.лин.пр.	Подрядчик (кабельные монтажные, лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	344ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		223	345ОТЧ	Спецобувь	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив.защ.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат медный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		229	171ОТЧ	Прокат латунный	Подрядчик		
		230	172ОТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	173ОТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	175ОТЧ	Титано-маг. протект.	Подрядчик		
		233	184ОТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (Балки стальные колонные, широкополочные, балки стальные для крановых путей, рельсы, подкладки, накладки, костыли)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллеры		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь шестигранная	Подрядчик		
		241	154ОТЧ	Сталь квадратная	Подрядчик		
		242	155ОТЧ	Сталь полосовая		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		243	156ОТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	157ОТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колючая, катанка, сетки кладочные, сетка «Рабица», сетка плетёная, сетка тканая, проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	158ОТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	159ОТЧ	Ст.лист.прос.-вытяж.		Заказчик	
		247	160ОТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	161ОТЧ	Настил стал.профил.	Подрядчик		
		249	162ОТЧ	Прокат лист.рефлен.	Подрядчик		
		250	163ОТЧ	Прокат лист.оцинк.	Подрядчик		
		251	164ОТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	165ОТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III d8-22)	Заказчик	
13	Материалы и оборудования общестроительного назначения	253	096ОТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	097ОТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	098ОТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	099ОТЧ	Вентил.промыш.прочие	Подрядчик (канальные, оконные, Вентиляционные короба, воздухопроводы, узлы прохода, решетки вентиляционные, дефлекторы, кондиционеры бытовые, сплитсистемы.)	Заказчик	
		257	248ОТЧ	Металлорукав	Подрядчик		
		258	323ОТЧ	ЛакокрасМтрлСтроител	Подрядчик		
		259	337ОТЧ	Тампонажн.материалы	Подрядчик		
		260	340ОТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузы, плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колодцы, лотки, плиты лотков, кольца, перемычки, колонны)	Подрядчик (кроме дорожных плит и свай ж/б.)	Заказчик	
		261	341ОТЧ	Строительн.материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои,стекло, линолеум,плитка для пола и стен кирпич, плиты минероловатные,скорлупа для изоляции труб,поршни поролоновые, панели МДФ, пена монтажная, герметики, подвесные потолки, пленка полиэтиленовая, пенопласт, трубы асбоцементные, ровинг жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит )	Подрядчик		
		262	396ОТЧ	Сып.мат.(пес.кварц.)	Подрядчик		
		263	405ОТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
		264	456ОТЧ	Композитные матер-лы	Подрядчик		
		265	457ОТЧ	ЛакокрасМтрлАвтомоб	Подрядчик		
		266	489ОТЧ	Металлосайдинг,компл	Подрядчик		
		267	630ИМП	З/ч д/холод оборудов	Подрядчик		
		268	631ИМП	З/ч анализ.МашинОбор	Подрядчик		
		269	632ИМП	З/чКотАгрУстПоВподг	Подрядчик		
		270	698ИМП	Лакокрасочн.матер.	Подрядчик		
		271	714ИМП	ТоргПромышОборудИМП	Подрядчик		
		272	731ИМП	СтроительнМатериалы	Подрядчик		
		273		Изоляционные изделия	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		274		Керамические и фарфоровые изделия.	Подрядчик		
		275		Лакокрасочные материалы.	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Пиломатериалы	Подрядчик		
		279		Клапаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Столярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок, щебень, гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГПМ, приспособления	289	0810ТЧ	Присп. по тех. безоп.	Подрядчик		
		290	1050ТЧ	Под.-тран. обор. тали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-тран. обор. лебёд	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-тран. обор. лифты	Подрядчик		
		293	1810ТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	1920ТЧ	Строительн. инструм.	Подрядчик		
		295	1930ТЧ	Измерительн. инструм.	Подрядчик		
		296	1950ТЧ	Абразивн. инструмент	Подрядчик		
		297	1960ТЧ	Электротех. Инструмент	Подрядчик		
		298	1970ТЧ	Слес.-монтаж. инструм	Подрядчик		
		299	1980ТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	1990ТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	2000ТЧ	Свёрла	Подрядчик		
		302	2010ТЧ	Резцы	Подрядчик		
		303	2020ТЧ	Плашки	Подрядчик		
		304	2030ТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	2040ТЧ	Развёртки	Подрядчик		
		306	2050ТЧ	Гребёнки металлореж.	Подрядчик		
		307	2090ТЧ	Станоч. принадлежност	Подрядчик		
		308	2100ТЧ	Подшипники	Подрядчик		
		309	2500ТЧ	Электропаяльники	Подрядчик		
		310	2510ТЧ	Свароч. обор. и компл.	Подрядчик		
		311	2520ТЧ	Газопл. обор. и компл.	Подрядчик		
		312	2530ТЧ	Приборы теплоконтрол		Заказчик	
		313	752ИМП	Сборные жилые домики		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и копировальная техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания.		Заказчик	
		315	269ОТЧ	Бытовое эл/оборудов		Заказчик	
		316	410ОТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	472ОТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм. обесп.ч. ПО		Заказчик	
		319	407ОТЧ	Компьют.,вычисл.тех.		Заказчик	
		320	408ОТЧ	Сетев.и коммун.обор.		Заказчик	
		321	409ОТЧ	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	КомпьютВычислТех-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев и КоммуникОбор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	ДопОборудКВычислТехн		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	526ОТЧ	Мебель промыш эл.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к ЛабОборНоуско		Заказчик	
		329	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	311ОТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	265ОТЧ	Холод.обор.промышлен		Заказчик	
		335	266ОТЧ	Торговопромыш.оборуд		Заказчик	
18	Электроизоляционные материалы	336	404ОТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие ткани, Изолента, Оргстекло, Текстолит)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	324ОТЧ	Рукава гибк.полимер.	Подрядчик		
		338	325ОТЧ	Рукава буровые	Подрядчик		
		339	326ОТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	327ОТЧ	Рукава резинотехнич.	Подрядчик		
		341	328ОТЧ	Ремни клиновые	Подрядчик		
		342	329ОТЧ	Ремни вент.для автр.	Подрядчик		
		343	330ОТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	331ОТЧ	Парониты	Подрядчик		
		345	332ОТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	333ОТЧ	Асбоизделия	Подрядчик		
		347	334ОТЧ	Электроиз.полим.мат.	Подрядчик		
		348	449ОТЧ	ФторопластовИзделия	Подрядчик		
		349	481ОТЧ	Стандарт РТИ	Подрядчик		
		350	708ИМП	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		351		Резинотехнические изделия	Подрядчик		
		352		Асбестотехнические изделия	Подрядчик		
		353		Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		354		Графитовые изделия	Подрядчик		
		355		Пластмассовые изделия	Подрядчик		
		356		Прокладки	Подрядчик		
		357		Набивки	Подрядчик		
		358					
		359		Крепежные изделия черные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия легированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	1770ТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	1780ТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	1790ТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	1850ТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	1880ТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	1110ТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	1120ТЧ	Стволы и пеног. пож.	Подрядчик		
		372	1130ТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	1140ТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	1150ТЧ	Пожар.оборуд. прочее	Подрядчик		
		375	2590ТЧ	Охран.-пожар. сигнал.	Подрядчик		
		376	3950ТЧ	Огнеупорн. материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП	З/чПожарСигн/Кондиц	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожарнОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожарнОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, головки- заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты сливные, предохранители огневые, клапана пожарные, насадки, патрубки, ГПС, Пенообразователь)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны кар. навивные.	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС и РО

Е.В.Лешенко

Начальник ДК ОКС

С.И.Коваленко

Исп.Луцевич В.Ю.  
тел.41-969

Исп.Черентаев А.Н.  
тел.41-862

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

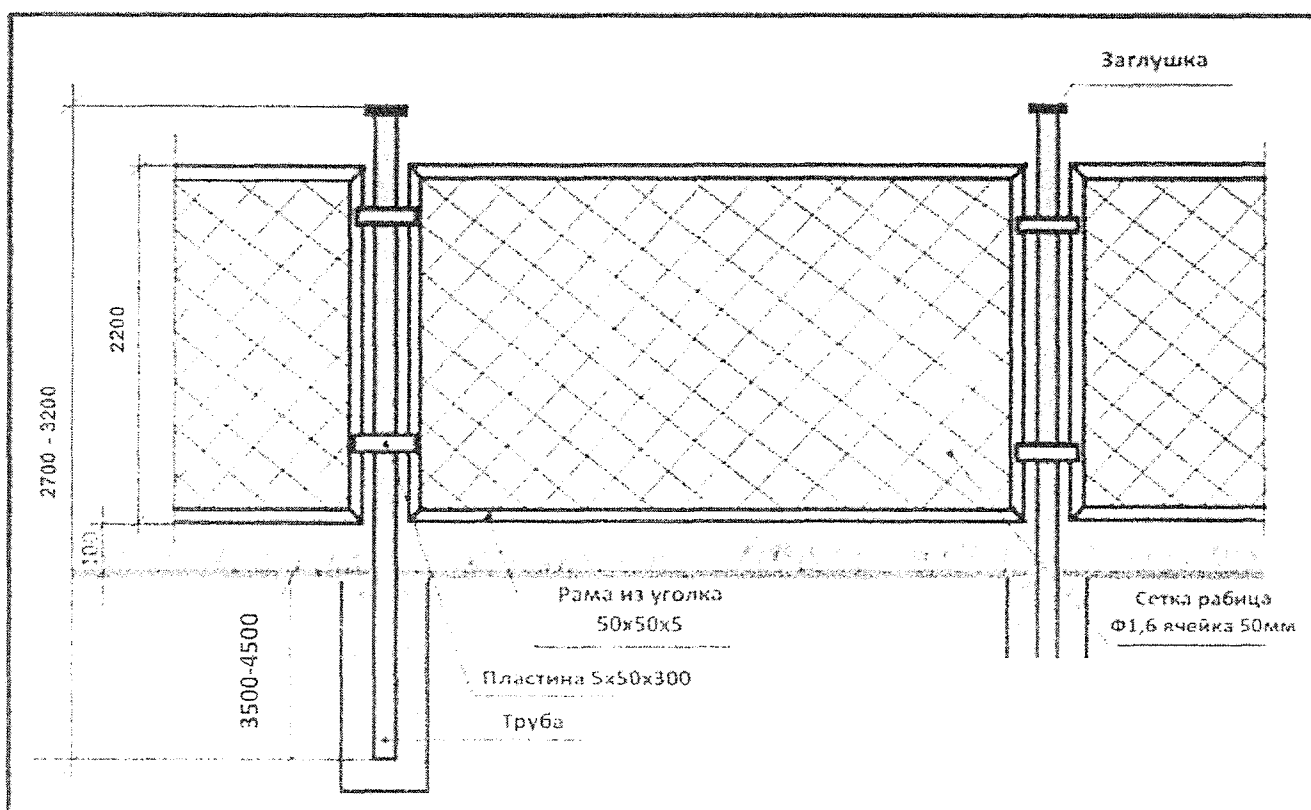
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

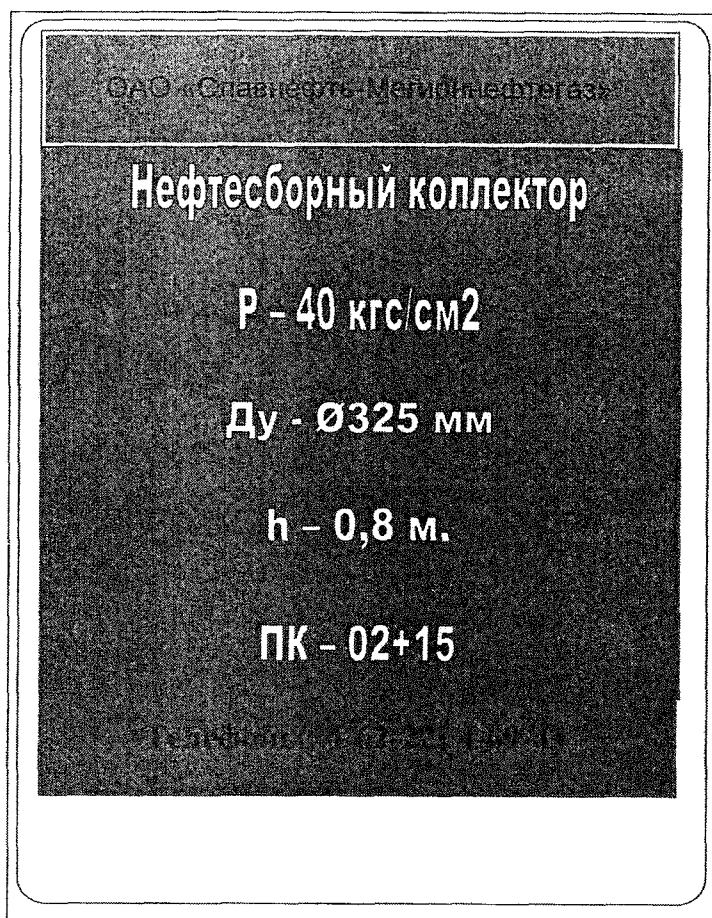
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



№	Виды работ и затрат	Единица измерения мощности (м, м3, шт и т.д.)	Количество	Базисный уровень цен 2001г.							Текущий уровень цен														Стоимость ВСЕГО без учета материалов и оборудования поставки Заказчика с учетом прочих затрат и НДС	Полная стоимость с учетом материалов и оборудования поставки Заказчика с учетом прочих затрат и НДС	
				в том числе:							в том числе:				Оплата труда основных рабочих, тыс.руб.	Трудозатраты основных рабочих, чел. час	Затраты на эксплуатацию машин и механизмов, тыс.руб.	Время работы механизмов, маш.час	Оплата труда механизаторов, тыс.руб.	Трудозатраты рабочих-механизаторов, чел.час	Накладные расходы, тыс.руб.	Сметная прибыль, тыс.руб.					
				Стоимость объекта всего, тыс.руб.	Стоимость материалов всего, тыс.руб.	Оплата труда основных рабочих, тыс.руб.	Стоимость ЭММ, тыс.руб.	в том числе оплата труда механизаторов, тыс.руб.	Накладные расходы, тыс.руб.	Сметная прибыль, тыс.руб.	Поставка Заказчика		Поставка Подрядчика														
											Стоимость оборудования, тыс.руб.	Стоимость материалов, тыс.руб.	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Стоимость материалов, тыс.руб.													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	Подробный перечень работ выполняемых при строительстве "объекта"																										
1.																											
2.																											
3.																											
	ИТОГО по всем работам																										
	Временные здания и сооружения																										
	ИТОГО с ВРиС																										
	Замысел удорожание																										
	Непредвиденные затраты																										
	ИТОГО																										
	Прочие работы и затраты																										
	- Мобилизация																										
	- Затраты, связанные с осуществлением работ выстовым методом																										
	- Затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительного-монтажных организаций																										
	- Страхование		1%																								
	Итого прочие работы и затраты																										
	ИТОГО с учетом прочих работ и затрат																										
	ПИР																										
	ИТОГО с учетом всех затрат																										
	-НДС		18%																								
	ИТОГО с учетом НДС																										

Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика без НДС (тыс. руб.)		
НДС		
Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика с НДС (тыс. руб.)		

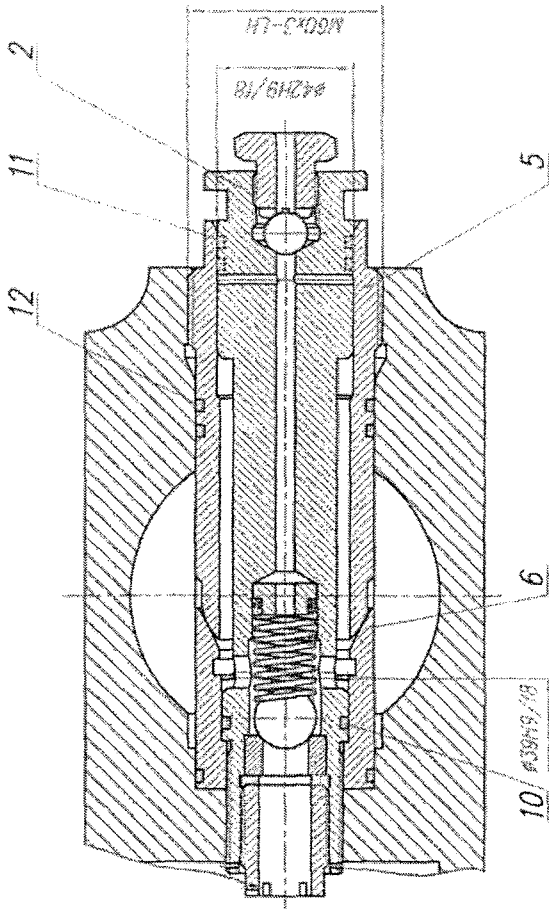
Примечание: в строке "Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика" указывается максимально возможная стоимость ЛЮТА на весь период строительства, с учетом индексации, всех прочих и непредвиденных затрат

Ценовые нормативы, используемые в расчете на момент проведения тендера (базисно-индексный метод)  
Указать в ценах какого периода выполнен расчет (например "Расчет выполнен в ценах 4 квартала 2014 года")

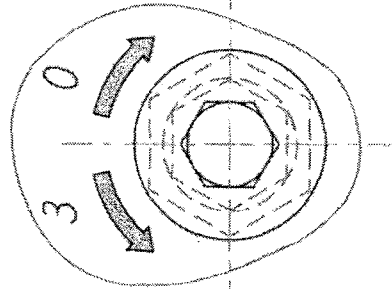
Заработная плата рабочего 4-го разряда			
1	руб./час		
2	Индекс оплаты труда		
3	Индекс эксплуатации машин и механизмов		
4	Индекс МТР		
5	Уровень накладных расходов	%	
6	Уровень сметной прибыли	%	
7	Учетный процент индексации СМР (годовой)	%	

Расчет должен быть выполнен на основании утвержденной ПСД

Б-Б (1:1)



А (1:1)



1. Размеры для справок.
2. Испытание на герметичность, поднятие и опускание укатывающей дощечкой  $\gamma=1,5$  град. Грав.  $\approx 4$  МПа.
3. Клапан спроектирован на перепад давления открытия клапана 0,6 ± 0,1 МПа. После регулировки клапан должен работать.
4. Покрытие прома соединительных и резьбовых поверхностей герметиком (ГОСТ 15129-82, эмаль хромиро-бронзовых КВ-888 12312-007-402-002-40-40-2000) — в два слоя. Цвет покрытия серый.
5. Маркировка типоразмера, порядковый номер по системе маркировки, дату выпуска (месяц, год) — для последних шифров.
6. Нанести указатель положения золотника при давлении 15...20 МПа (открыт, закрыт, см. рис. А).
7. Нанести стрелу направления потока среды.
8. Нанести стрелу направления и разбавления соединения клапана с патрубком.

КВАЛ001.000.000Б			
Клапан устьевой быстрозамыкающий (КВБ-114)			
Сборочный чертеж			
Исполн.	Провер.	Утверд.	Дата
10.5	10.5	10.5	1:2
ООО "ЭНЕРГО"			

КВАЛ001.000.000Б

