



УТВЕРЖДАЮ:

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

А. М. Пятаев  
2015 г.

**Задание на проектирование № 134-15  
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №157»**

<b>1.</b>	<b>Наименование объекта</b>	
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №157	
<b>2.</b>	<b>Географическое положение объекта</b>	
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок	
<b>3.</b>	<b>Основание для проектирования</b>	
	Производственная программа бурения 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>	
	Капитальное строительство.	
<b>8.</b>	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>	
	2017 г.	
<b>9.</b>	<b>Стадия проектирования</b>	
	Проектная документация, рабочая документация.	
<b>10.</b>	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>	
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию	
<b>11.</b>	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>	
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для кустовой площадки №157, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <p>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным</p>	

	маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012. Разработать и согласовать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».																																																																																																										
12.	Требования к выделению пусковых комплексов																																																																																																										
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.																																																																																																										
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования																																																																																																										
	<u>Куст №157 – 12 скважин</u>  1-й этап строительства :  – «Обустройство 1-ой скважины куста №157» Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 1 Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 1 Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №157 Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 157 Ватинского месторождения																																																																																																										
	<table><tr><th>месторождение</th><th>куст</th><th>Назнач. Нагн, ГС</th><th>Пласт</th><th>Qпуск. м3/сут по жид</th><th>Qпуск. т/сут по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td>Ватинское</td><td>157</td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>48</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>47</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>50</td><td>22</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>47</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>40</td><td>18</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>47</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>40</td><td>18</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>47</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>40</td><td>18</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>47</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>40</td><td>18</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор, 2ств</td><td>A<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>110</td><td>47</td><td>50</td></tr><tr><td colspan="4">Сумма</td><td>980</td><td>421</td><td></td></tr><tr><td colspan="4">Ср. Q</td><td>82</td><td>35</td><td></td></tr></table>	месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%	Ватинское	157	гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	48	50			гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50			нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	22	50			гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50			нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50			гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50			нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50			гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50			нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50			гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50			нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50			гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50	Сумма				980	421		Ср. Q				82	35		
месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																					
Ватинское	157	гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	48	50																																																																																																					
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50																																																																																																					
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	22	50																																																																																																					
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50																																																																																																					
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50																																																																																																					
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50																																																																																																					
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50																																																																																																					
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50																																																																																																					
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50																																																																																																					
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50																																																																																																					
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50																																																																																																					
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50																																																																																																					
Сумма				980	421																																																																																																						
Ср. Q				82	35																																																																																																						

Основные показатели разработки представлены в Приложении №1  
Планируемое погружное оборудование куста скважин №157 представлено в Приложении №4  
– «Автодорога на куст скважин №157»,

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин №157	0,25	Возможна корректировка

– «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин №157» (Приложение №1)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №157 (Приложение №1)	0,2	Возможна корректировка

– «Нефтегазопровод «к.157-т.вр.»

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«Нефтегазопровод «к.157-т.вр.» (Приложение №1)	0,3	Возможна корректировка

**2-й этап строительства – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин №157» (Приложение №2)**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин №157 (Приложение №1)	0,8	Возможна корректировка

**3-й этап строительства – «Высоконапорный водовод «т.вр. – к.157»**

Проектирование высоконапорных водоводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами закачки жидкости. Требуемое давление нагнетания рабочего агента в пласт **120 атм.**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. – к.157» (Приложение №1)	0,3	Возможна корректировка

**4-й этап строительства «Нефтегазопровод «к.57-т.вр.»**

Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
«Нефтегазопровод «к.57-т.вр.» (Приложение №1)	0,7	Возможна корректировка

**5-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр.к.57,157– к.57»**

Проектирование высоконапорных водоводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами закачки жидкости. Требуемое давление нагнетания рабочего агента в пласт **120 атм.**



	<table> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> <tr> <td>«Высоконапорный водовод «т.вр.к.57,157–к.57» (Приложение № 1)</td><td>0,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr> </table> <p><b>6-й этап строительства «Высоконапорный водовод «т.вр.-т.вр.к.57,157»</b> Проектирование высоконапорных водоводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами закачки жидкости. Требуемое давление нагнетания рабочего агента в пласт <b>120 атм.</b></p> <table> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> <tr> <td>«Высоконапорный водовод «т.вр.-т.вр.к.57,157» (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr> </table> <p><b>7-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр.к.57,157-т.вр.»</b> Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.</p> <table> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> <tr> <td>«Нефтегазопровод «т.вр.к.57,157-т.вр.» (Приложение № 1)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr> </table> <p><b>8-й этап строительства – вторая скважина;</b></p> <p><b>9-й этап строительства – третья скважина;</b></p> <p><b>10-й этап строительства – четвертая скважина;</b></p> <p><b>11-й этап строительства – пятая скважина;</b></p> <p><b>12-й этап строительства – шестая скважина;</b></p> <p><b>13-й этап строительства – седьмая скважина;</b></p> <p><b>14-й этап строительства – восьмая скважина;</b></p> <p><b>15-й этап строительства – девятая скважина;</b></p> <p><b>16-й этап строительства – десятая скважина;</b></p> <p><b>17-й этап строительства – одиннадцатая скважина;</b></p> <p><b>18-й этап строительства – двенадцатая скважина;</b></p>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	«Высоконапорный водовод «т.вр.к.57,157–к.57» (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	«Высоконапорный водовод «т.вр.-т.вр.к.57,157» (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	«Нефтегазопровод «т.вр.к.57,157-т.вр.» (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка	
Наименование участка	Длина, км	Примечание																		
«Высоконапорный водовод «т.вр.к.57,157–к.57» (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка																		
Наименование участка	Длина, км	Примечание																		
«Высоконапорный водовод «т.вр.-т.вр.к.57,157» (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																		
Наименование участка	Длина, км	Примечание																		
«Нефтегазопровод «т.вр.к.57,157-т.вр.» (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка																		
<b>14.</b>	<b>Требования к техническим решениям</b>																			
	Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;																			

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 1;</li> <li>– Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;</li> <li>– Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 5).</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 (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 1;</li> <li>– При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;</li> <li>– Проектом предусмотреть безамбарную технологию бурения.</li> <li>– Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;</li> <li>– Предусмотреть устройство свайных оснований на подключении трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин;</li> <li>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</li> <li>– При проектировании учитывать утвержденный ОАО «СН-МНГ» «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования)</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>– Кустовая площадка №157 расположена за пределами границ территории традиционного природопользования.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №1)</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 1,4м (ППБ в лесах, п.19);</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 «Нижнеобьрыбвод»</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</li> </ul>	



	достижения проектных показателей»;	
<b>19.</b>	<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>Материалы, представляемые Заказчиком</b>	
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №157»</p> <p>Приложение №2 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №3 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №4 «Образец расчета стоимости работ строительства объекта».</p> <p>Приложение №5 «Сборочный чертеж клапана КУБС».</p>	
<b>24.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>	
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.	
<b>25.</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>26.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах</li> <li>– В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</li> <li>– Подрядчик загружает выполненную документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ»</li> </ul>	

	в том числе все изменения проектной и рабочей документации.	
<b>27.</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 Excel.</li> <li>– При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</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>– Заказные спецификации на оборудование и материалы выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.</li> <li>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно приложению №3</li> </ul>	
<b>28.</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 №11);</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arg, *.xml, *.xls;</li> <li>– Расчет стоимости работ согласно Приложению №4 включить в состав пояснительной записки;</li> <li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li> </ul>	
<b>29.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком.</li> <li>– Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.</li> </ul>	
<b>30.</b>	<b>Особые условия</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <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>- 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>- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li> </ul>	



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки;</li> <li>- Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит Подрядчик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</li> </ul>	
<b>34.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>	
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.	
<b>32.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации.</li> <li>– 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 ООПИР ДПИРиВОЭ



Сергеев А. А.

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническому заданию на проектирование № 134-15**  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №157»**

Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству  _____ Д. А. Николаев « ____ » _____ 2015 г.	Заместитель главного инженера по инфраструктуре  _____ А. С. Седякин « ____ » _____ 2015 г.
Начальник УКСиРО  _____ Е. В. Лещенко « ____ » _____ 2015 г.	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  _____ И. Г. Тухфатуллин « ____ » _____ 2015 г.
Начальник ООПИР  _____ С. Н. Бабкин « ____ » _____ 2015 г.	Главный инженер ВНГДУ _____ Р. А. Мережкин « ____ » _____ 2015 г.
	Начальник НГП-2 ВНГДУ  _____ Нисоцкий И. В. « ____ » _____ 2015 г.

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 Ватинского месторождения нефти.  
Куст скважин № 157»**

1.	<b>Наименование объекта</b>																								
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 157.																								
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Ватинский 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>																								
	2017г.																								
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																								
	<b><u>Куст скважин № 157 – 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 № 157</td><td>0,25</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>1 Этап ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 57 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>2 Этап ВЛ 6кВ №1,2 на куст скважин №157 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.157 – т.вр. (Приложение № 1)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.157 – т.вр. (Приложение № 1)</td><td>1,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. – т.вр.к. 157 (Приложение № 1)</td><td>1,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.157 – к. 157 (Приложение № 1)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 157	0,25	Возможна корректировка	1 Этап ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 57 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка	2 Этап ВЛ 6кВ №1,2 на куст скважин №157 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,8	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.157 – т.вр. (Приложение № 1)	0,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.157 – т.вр. (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. – т.вр.к. 157 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.157 – к. 157 (Приложение № 1)	0,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 157	0,25	Возможна корректировка																							
1 Этап ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 57 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка																							
2 Этап ВЛ 6кВ №1,2 на куст скважин №157 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,8	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.157 – т.вр. (Приложение № 1)	0,3	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.157 – т.вр. (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр. – т.вр.к. 157 (Приложение № 1)	1,9	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.157 – к. 157 (Приложение № 1)	0,3	Возможна корректировка																							
	<ul style="list-style-type: none"><li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;</li><li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и</li></ul>																								



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

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 157:

**Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 157 Ватинского месторождения**

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	157	гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	48	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	22	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		нагн	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
Сумма				980	421	
Ср. Q				82	35	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 157 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 (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе

трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (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 № 157:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 120 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектным данным и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с

владельцами коммуникаций;

- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01,W-09,P-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07,W-09,W-01,W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,P-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08,W-09,P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.



	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98)</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п. VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>– Кустовая площадка № 157 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы 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 «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
<b>12.</b>	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> <li>– Получение Государственной Экологической экспертизы;</li> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
<b>13.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>14.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых

	<p>трубопроводов»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p> <p>Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</p>
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>



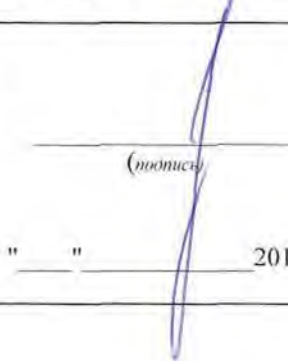


Исполнитель:  
Инженер 1 категории ОПМ ДПП и ОМ



О.В. Журавель



**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 157»**

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



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

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

" 17 " 08 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МР - 357  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2015г.

Начальнику ДПРН и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

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

«Обустройство Северо – Покурского месторождения нефти. Куст скважин №120».

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 179».

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 157».

«Обустройство Северо – Островного месторождения нефти.

Нефтегазопровод ГЗУ к.6 – т.вр.з. №5».

«Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Нефтегазопровод ГЗУ к.13 – т.вр.з. №13».

«Обустройство Кетовского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр.к.28 – ЗКЛ № 72,77 ».

«Обустройство Аригольского месторождения нефти. Высоконапорный водовод «т.вр.к.5 – т.вр.к.4».

Приложение: ТУ – 63л., 1э.

С уважением,  
Начальник

М.Г. Разин

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

М.П. Разин  
« » 2015 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объектам  
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №157»

1. Месторождение, район строительства	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	1.Этап. Нефтегазопровод «к. 157 - т.вр.» 2.Этап. Нефтегазопровод «к.57 – т.вр.». 3.Этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.57,157 - т.вр.». 4.Этап Высоконапорный водовод «т.вр. – т.вр.к.57,157» 5.Этап Высоконапорный водовод «т.вр.к.57,157 - к.57» 6.Этап Высоконапорный водовод «т.вр. - к.157»
4. Требования к техническим решениям	<p>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов (РД 39-132-94, Единые технические требования к технологическому процессу эксплуатации и ремонта, обеспечению целостностью промысловых трубопроводов ОАО «СН-МНГ», СП 34-116-97 и др.), норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</p> <p>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</p> <p>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</p> <p>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</p> <p>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки</p>



стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ;

- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживаемыми защитными муфтами;

- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;

- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;

- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;

- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;

- Срок эксплуатации трубопроводов определить проектом;

- Вариант прохождения трассы проектируемого трубопровода представлен в прилагаемой схеме (Приложение № 1). Трасса проектируемого трубопровода может быть изменена и должна отвечать следующим требованиям:

1. Выполнение требований п.3.1.2 РД 39-132-94;

2. Возможность круглогодичного подъезда к проектируемому трубопроводу и узлам задвижек;

3. Прохождение трассы проектируемого трубопровода максимально близко к существующим коммуникациям;

4. Минимальная протяженность трассы трубопровода при выполнении вышеуказанных условий;

- Переход через водные преграды должен обеспечивать:

1. Подземную прокладку трубопроводов. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;

2. Наличие резервной нитки с возможностью вывода из эксплуатации одной из ниток для проведения ТД, обслуживания и пр. без остановки транспорта жидкости;

3. Возможность круглогодичного подъезда;

4. Возможность проведения внутритрубной диагностики;

- Необходимость проектирования резервной нитки, защитного футляра и способ прокладки трубопровода через водный переход согласовать с ДТТ в не зависимости от его длины;

- Согласовать с ДТТ, ПТО НГДУ и ПТС Управления «Сервис-Нефть» прохождение трасс проектируемых трубопроводов, количество и необходимость резервных ниток на пересечении водных переходов;

- В проекте предусмотреть все необходимые материалы

- для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;
  - При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять  $40 \text{ кг/см}^2$ ;
  - При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает  $25 \text{ кг/см}^2$  необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс/см}^2$ ;
  - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять  $210 \text{ кг/см}^2$ ;
  - Проектом предусмотреть применение на высоконапорных водоводах задвижек клиновых «под приварку»;
  - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов  $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$  (расстояние между отводами не менее  $1,5\text{м}$ );
  - При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее  $3D$  для прохождения диагностических снарядов
  - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе в соответствии с п.3.2.20 РД 39-132-94;
  - Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее  $1,5 \text{ м}$  от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее  $0,4 \text{ м}$  от дна кювета;
  - Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2;
  - Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
    - а) «холодная» врезка,
    - б) врезка тройником,
    - в) подключение в существующую задвижку;
  - В случае необходимости, если бездействующие

	<p>трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов, разработать мероприятия по демонтажу (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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;</li> <li>– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</li> <li>– 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;</li> <li>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>– При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;</li> <li>– 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;</li> <li>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
<p>5. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</p>	<p><b>1. Этап. Нефтегазопровод «к. 157 - т.вр.»</b>  От к.157 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.  Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}</math> - 980/421  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>2. Этап. Нефтегазопровод «к. 57 - т.вр.»</b>  От к. 57 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского- месторождения нефти.</p>

	<p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>3. Этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.57,157 - т.вр »</b></p> <p>От т.вр.к.57,157 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского-месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>4. Этап Высоконапорный водовод т.вр.-т.вр.к.57,157»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-6 бис Ватинского м/р на к.157.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p><b>5. Этап Высоконапорный водовод «т.вр.к.57,157-к.57»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-6 бис Ватинского м/р на к.157.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом</p> <p><b>6. Этап Высоконапорный водовод «т.вр.-к.157»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-6 бис Ватинского м/р на к.157.</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 900</math>.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
6. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Принять за исходный вариант схему прохождения трассы, точки подключения к действующим трубопроводам согласно приложению №1;</li> <li>– Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов, схему расположения, точки подключения откорректировать по результатам изысканий для обеспечения требований к техническим решениям;</li> <li>– Результаты изысканий согласовать с ПТО НГДУ, ДТТ, Управлением «Сервис-Нефть» ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю</li> </ul>



	<p>качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>– Предусмотреть проектом возможность применения материалов различных производителей (взаимозаменяемость);</li> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком;</li> <li>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
7. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>– Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> </ul> <p>Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>

Технические условия составил:  
Инженер 2 категории ГИиНТ

Р.С. Щедранов

## СОГЛАСОВАНО:

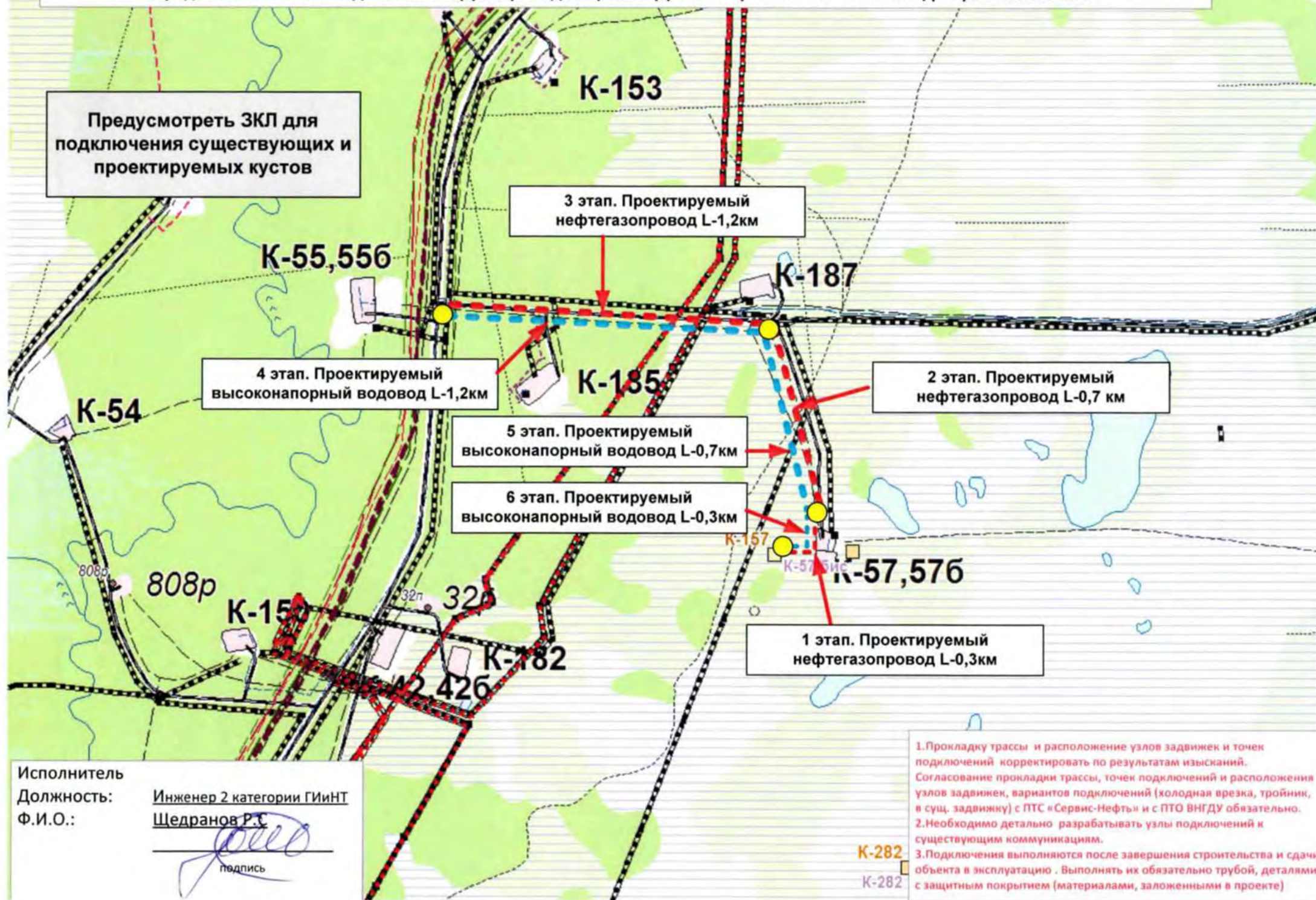
Начальник департамента перспективного  
развития производства и обустройства  
месторождений ОАО «СН-МНГ»

М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Р.А. Мережкин





### 3 этап. Проектируемый нефтегазопровод L-1,2км

### 2 этап. Проектируемый нефтегазопровод L-0,7 км

**4 этап. Проектируемый  
высоконапорный водовод L-1,2км**

**5 этап. Проектируемый  
высоконапорный водовод L-0,7км**

**6 этап. Проектируемый  
высоконапорный водовод L-0,3км**

**1 этап. Проектируемый  
нефтегазопровод L-0,3км**

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



## 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:

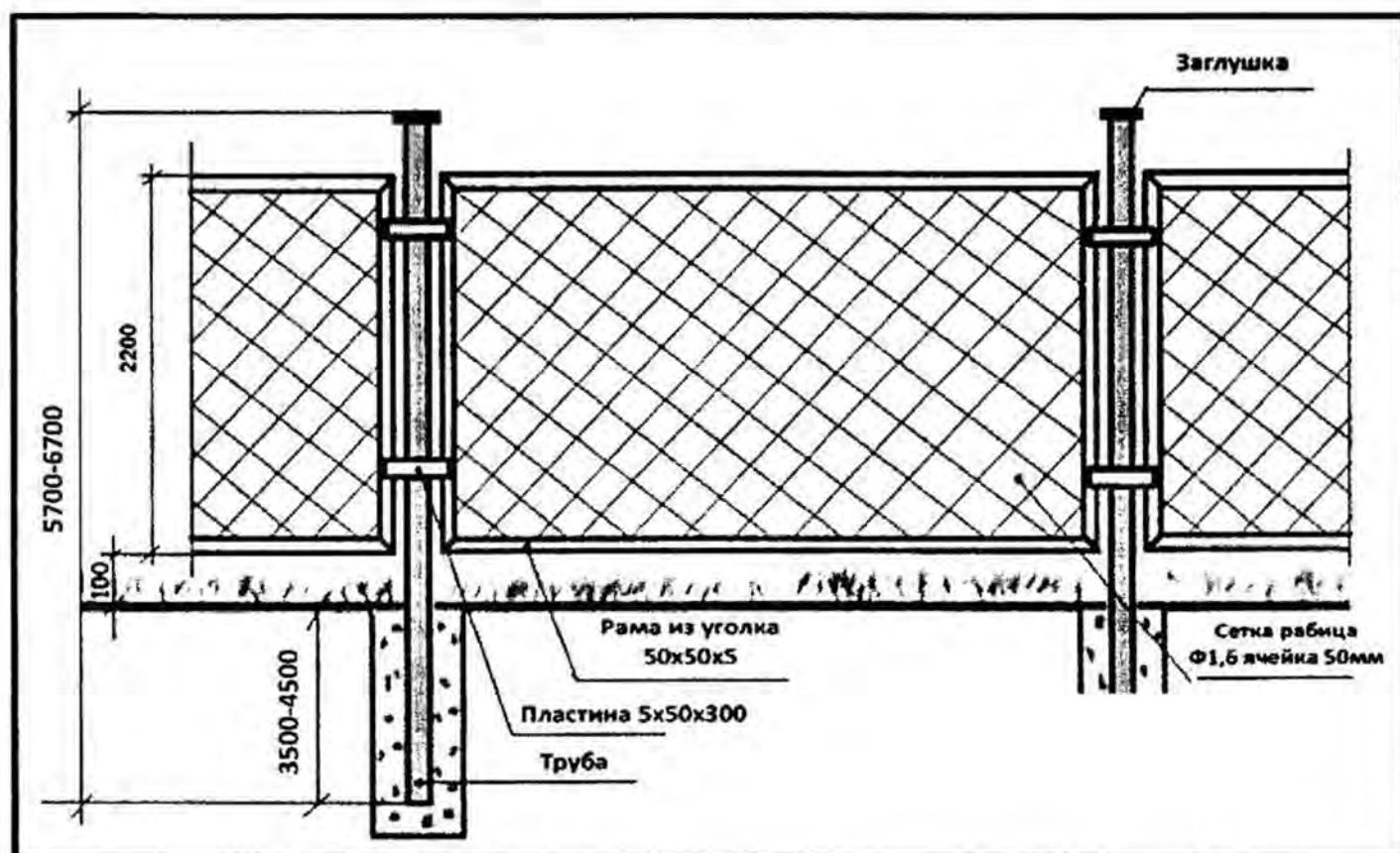
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- 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>)

$Dу$  – диаметр трубопровода (мм)

$h$  – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

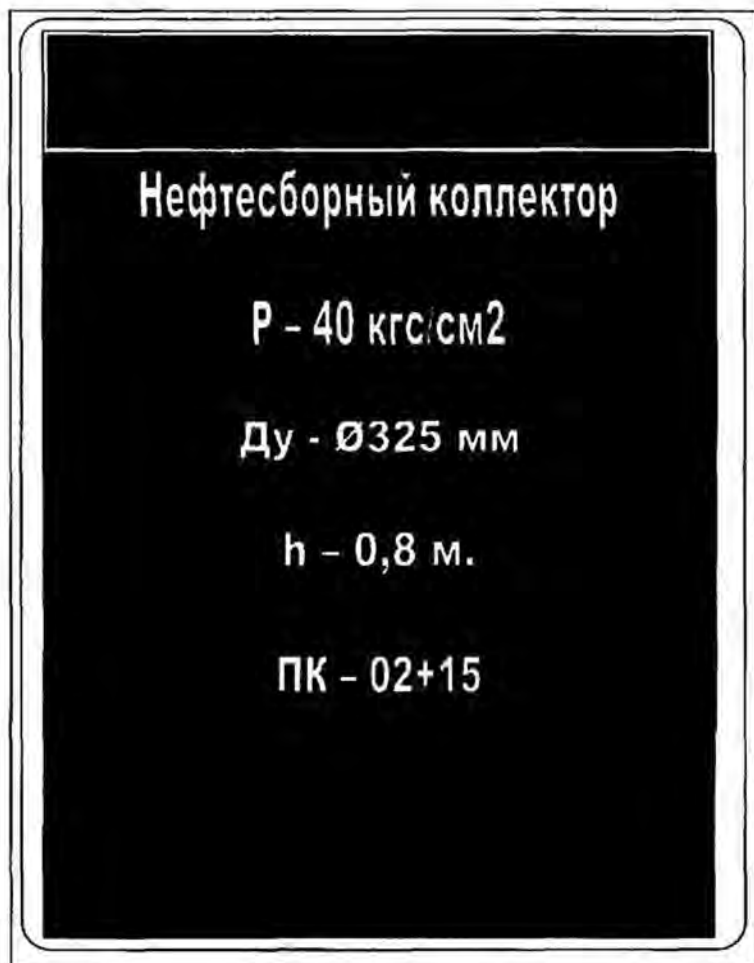
ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

Управление «Сервис нефть» 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





**Таблица результатов расчета**

[illegible]

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

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

24 июля 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ СМ- 1582  
от \_\_\_\_\_ 2015 г.

Начальнику ДПРиОМ  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-157, 197  
Ватинского м/р, КП-12, 18, 19 Островного м/р.

Приложение: 1. ТУ №163-2015 от 23.07.2015г. - 5 листов в 1 экз.;  
2. ТУ №164-2015 от 23.07.2015г. - 3 листа в 1 экз.;  
3. ТУ №165-2015 от 23.07.2015г. - 3 листа в 1 экз.;  
4. ТУ №166-2015 от 23.07.2015г. - 3 листа в 1 экз.

С уважением,



**С.Ю. Мухин**

Технические условия № 163-2015 от 23.04.2015  
на электроснабжение КП-157 Ватинского м/р

Запрашиваемая мощность – 610 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-157 Ватинского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

1.1.1. Поэтапное выполнение работ:

1.1.1.1. Этап №1: строительство ВЛ-6кВ №2 на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-57 Ватинского м/р.

1.1.1.2. Этап №2: строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-157 Ватинского 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:

1.1.4.1. Для КП-57: ВЛ-6кВ Ф-5 от ПС-35/6кВ «Куст-150», номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.

1.1.4.2. Для КП-157: ВЛ-6кВ Ф-5, 16 от ПС-35/6кВ «Куст-150» в районе КП-57, номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости выполнить замену опор в точках врезки.

1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-150» 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-157 – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

2.1.7. Пункты АВР-6кВ на КП-157, 57 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.

2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».

2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.

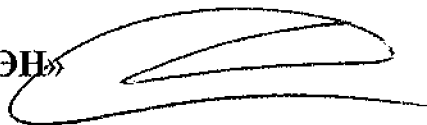
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-157.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН 6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-157 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемой ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.



- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-157 Ватинского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложения: 1. Поопорные схемы ВЛ-6кВ Ф-5,16 ПС-35/6кВ «Куст-150» - на 2 листах в 1 экземпляре.

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



**В.В. Долгушин**

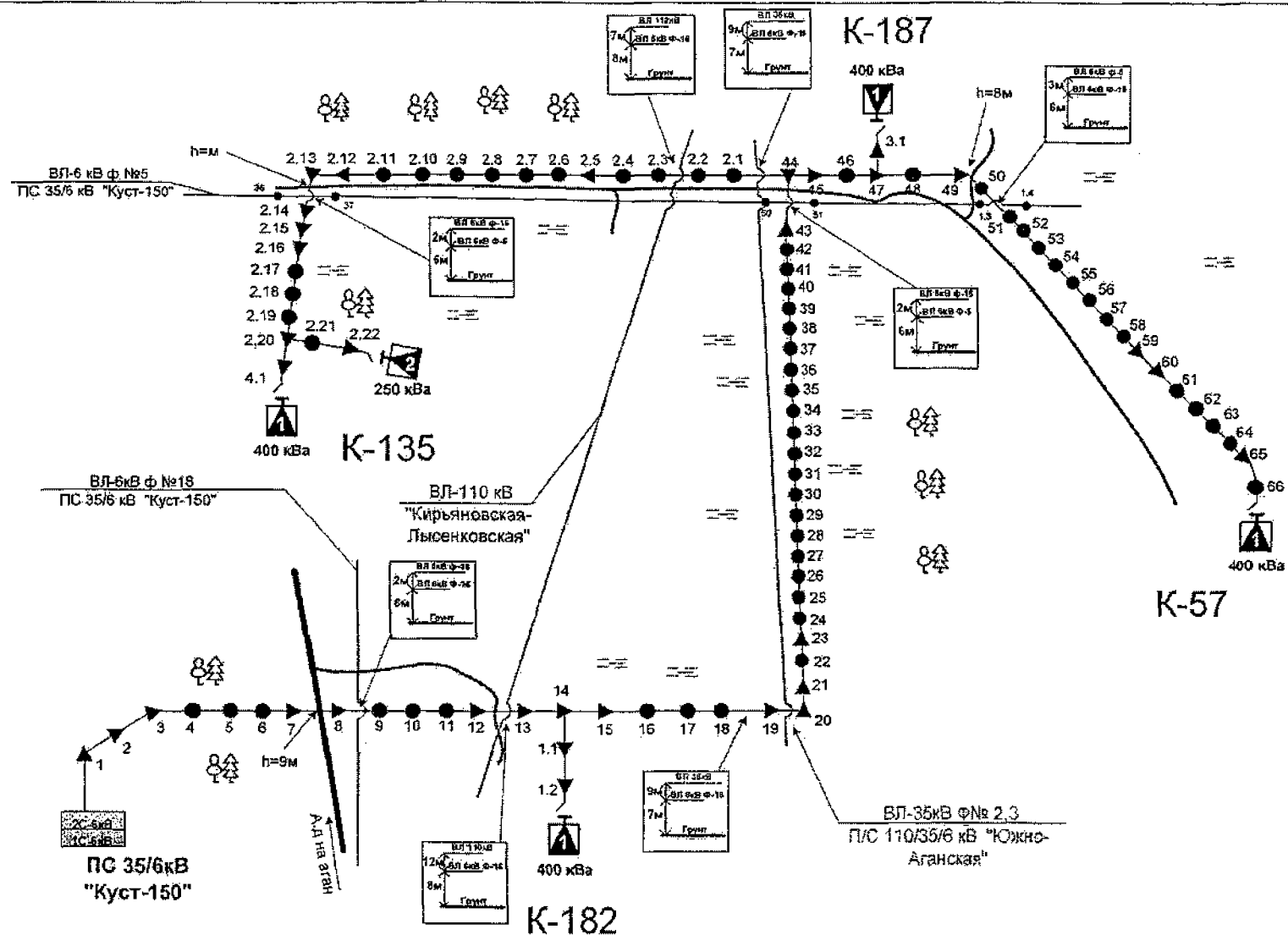
**Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»**



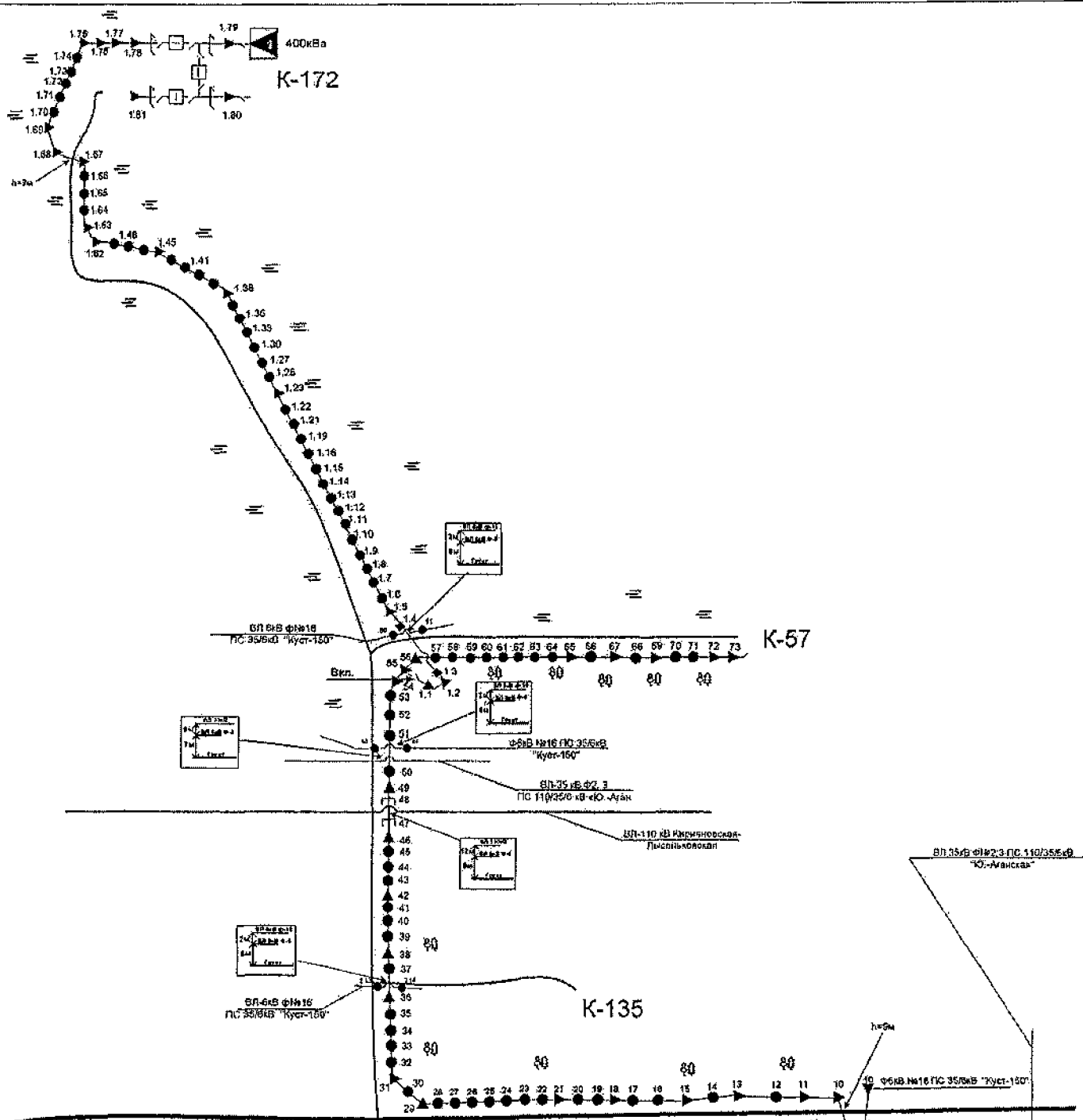
**С.Ю. Мухин**

Наименование	Тип	Кол-во
○ Промежуточные	ПБ10-1	1
△ Анкерно-угловые	УАБ10-2	1
▲ Анкерно-угловые	УАТ10-2	26
● Промежуточные	Пт10-1	64
Провод	А-95	10,8 км
Длина ВЛ6кВ		3,6 км
Длина ВЛ6кВ от оп. 1 до оп. 66		3,3 км
Длина ВЛ6кВ от оп. 14 до оп. 1,2		0,1 км
Длина ВЛ6кВ от оп. 47 до оп. 3,1		0,05 км
Длина ВЛ6кВ от оп. 44 до оп. 2,22		0,1 км
Длина ВЛ6кВ от оп. 2,20 до оп. 4,1		0,05 км
РВО-6	15 шт	КТПН №1 К-182, 187, 57 КТПН №1, 2 К-135

—	автодорога
—	грунтов. автодорога
—	ВЛ 110кВ
—	ВЛ 35кВ
—	ВЛ 6кВ
≡	болото
88	лес
▼	КТПН 6/0,4кВ



Изм.	Лист	Ф.И.О.	Дата	Подпись	04-006-ВЛ-043	Литер
Первый зам. генерального диспетчера - главный инженер		Долгушин В.В.	20.09.13		ВЛ-6кВ ф-16	
И.о. начальника ЦДС		Мушкарёв А.В.	20.09.13		ПС 35/6 кВ "Куст-150"	
Начальник ПТО		Марченко А.Н.	20.09.13		поопорная схема	
Начальник с/р №4		Гротэн Н.Н.	20.09.13			
Выполнил		Шляпников А.В.	20.09.13		ООО «МЭН»	С/Р №4



Наименование	Тип	Количество		автотрасса
▲ Асфальто-бетон	У110-4	2		грунтов, автотрасса
▲ Асфальто-бетон	УА110-2	43		ВЛ 110кВ
● Промежуточные	П110-1	109		ВЛ 35кВ
Провод	А-95	23 км		ВЛ 6кВ
Длина ВЛ 6кВ		7.7 км		болото
Длина ВЛ 6кВ от оп. 1 до оп. 23		3.6 км		лес
Длина ВЛ 6кВ от оп. 55 до оп. 1.81		4.1 км		КТПН 6/0,4кВ
Проект	9 107	КТПН №12 К-172 20001		

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Дата	Подпись	04-006-ВЛ-040	Лист
Разработчик		Долгушин В.В.	09.09.13		ВЛ 6кВ ф-5	
И.о. начальника ЦДС		Мушкарёв А.В.	09.09.13		ПС 35/6 кВ "Култ-150"	
Нач. ПТО		Марченко А.Н.	09.09.13		поопорная схема	
Нач. ср. №4		Гротен Н.Н.	09.09.13		ООО «МЭН»	С/Р №4
Выполнил		Шляпников А.В.	06.09.13			

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

1 с/с 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МС - 236  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В ответ на исходящее письмо за № МБ-355 Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 12 Островного месторождения, КП № 100 Мыхпайского месторождения.

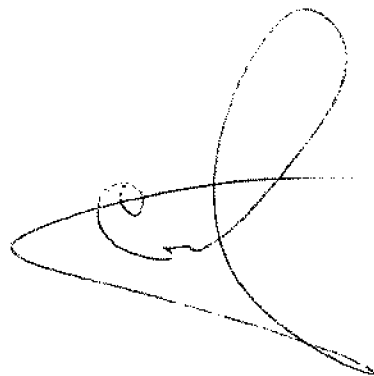
Так же взамен КП №№ 126, 18 Островного месторождения, направляю для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 18, 19 соответственно, взамен КП №№ 125, 131, 136 Северо-Покурского месторождения направляю данные по КП №№ 120, 121, 126 соответственно, взамен КП №№ 57, 176 Ватинского месторождения направляю данные по КП №№ 157, 179 соответственно, взамен КП № 1 Кетовского месторождения направляю данные по КП № 7.

- Приложение:
- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 12 Островного месторождения – 3 листа.
  - 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 7 Кетовского месторождения – 3 листа.
  - 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 100 Мыхпайского месторождения – 3 листа.
  - 4) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 18 Островного месторождения – 3 листа.



- 5) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 19 Островного месторождения – 3 листа.
- 6) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 120 Северо-Покурское – 3 листа.
- 7) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 121 Северо-Покурское – 3 листа.
- 8) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 126 Северо-Покурское – 3 листа.
- 9) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Ватинского месторождения – 3 листа.
- 10) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 179 Ватинского месторождения – 3 листа.

С уважением,

A handwritten signature in black ink, featuring a large, stylized loop and a horizontal stroke.

**М.Ф. Старицын**

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 157 Ватинского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	157	гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	48	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		наги	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	22	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		наги	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		наги	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		наги	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
		наги	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	18	50
		гор, 2ств	A <sub>1</sub> <sup>3</sup>	110	47	50
Сумма				980	421	
Ср. Q				82	35	

**Проектные данные по КП № 157 Ватинского месторождения**

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпа град	Тип насосов
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут	нефти м3/сут					
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Ватинское	157	A1(3)	12	7	5	0	0	980	421	900	AB1(3) - 120	AB1(3) - 45	AB1(3) - 70	ЭЦН
I	того по месторождению			12	7	5	0	0	980	421	900				

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



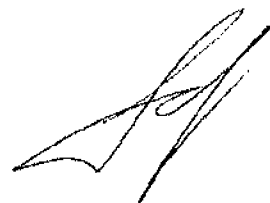
Юрков И.С.

Горбань А.М.

**Динамика основных показателей разработки КП № 157 Ватинского месторождения**

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	39	62	51	47	44	41	39	37	34	33
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	131	273	273	273	273	273	273	273	273	273
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м³	57	295	322	323	322	322	322	323	322	322
1.5	Ресурсы газа, млн.м³	1,8	2,8	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5

Начальник отдела ОПиМР



А.М. Горбань





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

28 05 2015 г.  
На № МБ-433

№ 141-17.7  
от 27 05 2015 г.

Начальнику ДПП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх. № МБ-433 от 27.05.2015г. направляю перечень скважин КП №№ 12, 18, 19 Островного месторождения; КП № 25 Западно-Усть-Балыкского месторождения; КП №№ 157, 179 Ватинского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 6 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №157 Ватинского 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
Ватинское	***	157	гор, 2ств	A1-3	110	48	50	5-125-1500	63
	***		гор, 2ств	A1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	A1-3	50	22	50	5-50-1500	32
	***		гор, 2ств	A1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	A1-3	40	18	50	5-45-1500	32
	***		гор, 2ств	A1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	A1-3	40	18	50	5-45-1500	32
	***		гор, 2ств	A1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	A1-3	40	18	50	5-45-1500	32
	***		гор, 2ств	A1-3	110	47	50	5-125-1500	63
	***		наги	A1-3	40	18	50	5-45-1500	32
	***		гор, 2ств	A1-3	110	47	50	5-125-1500	63
				Сумма	980	424			601
				Ср.Q	82	35			

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

8 ИЮНЯ 2015 г.  
На № МБ-435

№ АН-97<sup>Р</sup>  
от 27 05 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым  
площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	157	Ватинское	780567	392405	205°

Примечание: ТПН- отсутствует.

Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования

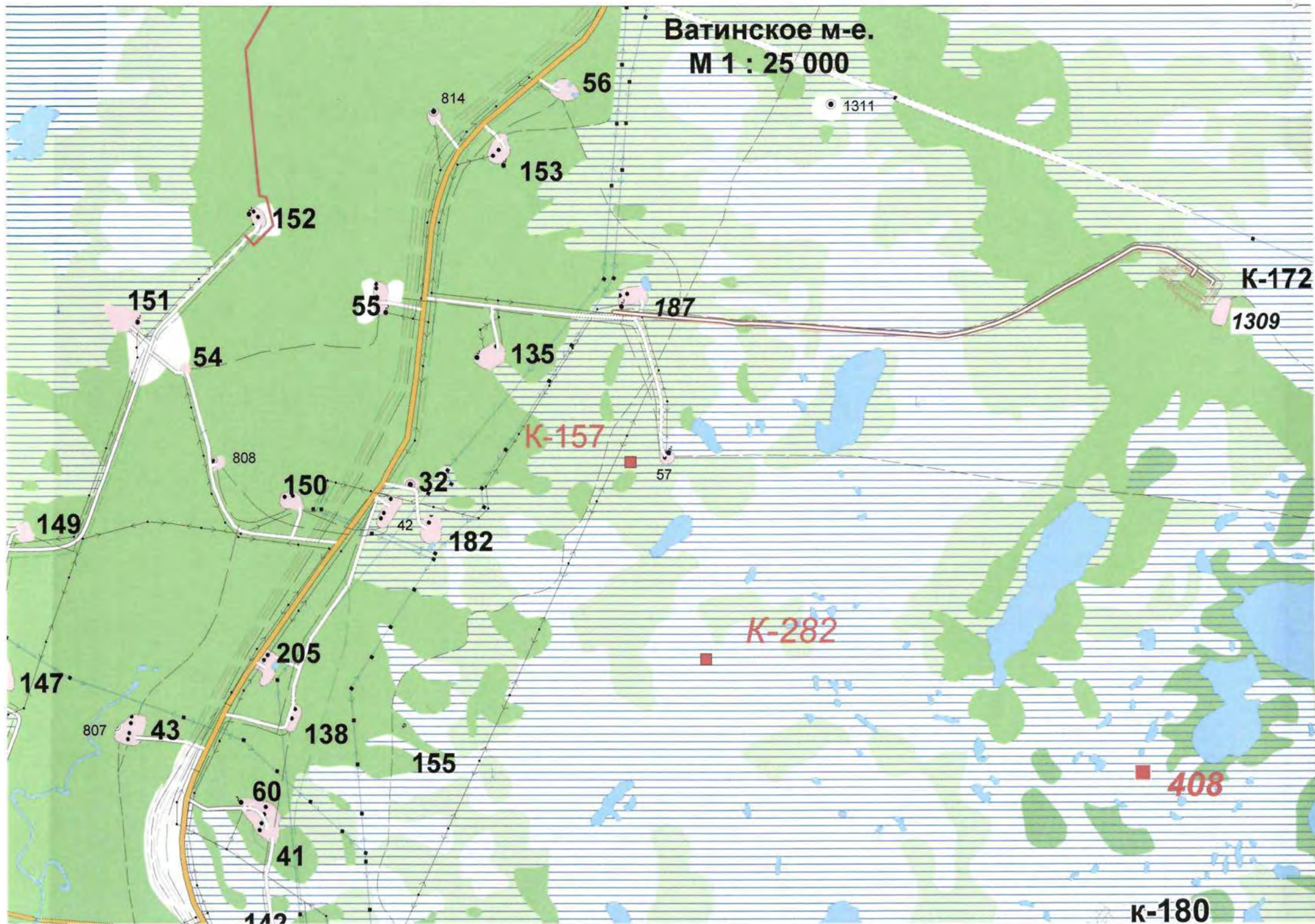
Начальник отдела  
земельных отводов

А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей

Ватинское м-е.  
М 1 : 25 000





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-73-93. факс (34643) 4-73-93

29 05 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АТ-46/508  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

И.о. Начальника ДПРП и ОМ  
ОАО «СН-МНГ»  
Д.В. Волкову

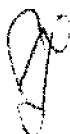
*О проектировании*

**Уважаемый Дмитрий Владимирович!**

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 №№12,18,19 Островного м/р - 1500м<sup>3</sup>;
2. КП №№179,157 Ватинского м/р - 1200м<sup>3</sup>;
3. КП №25 Западно-Усть-Балыкского м/р - 1500м<sup>3</sup>.

С уважением,  
Начальник ПТО по СС

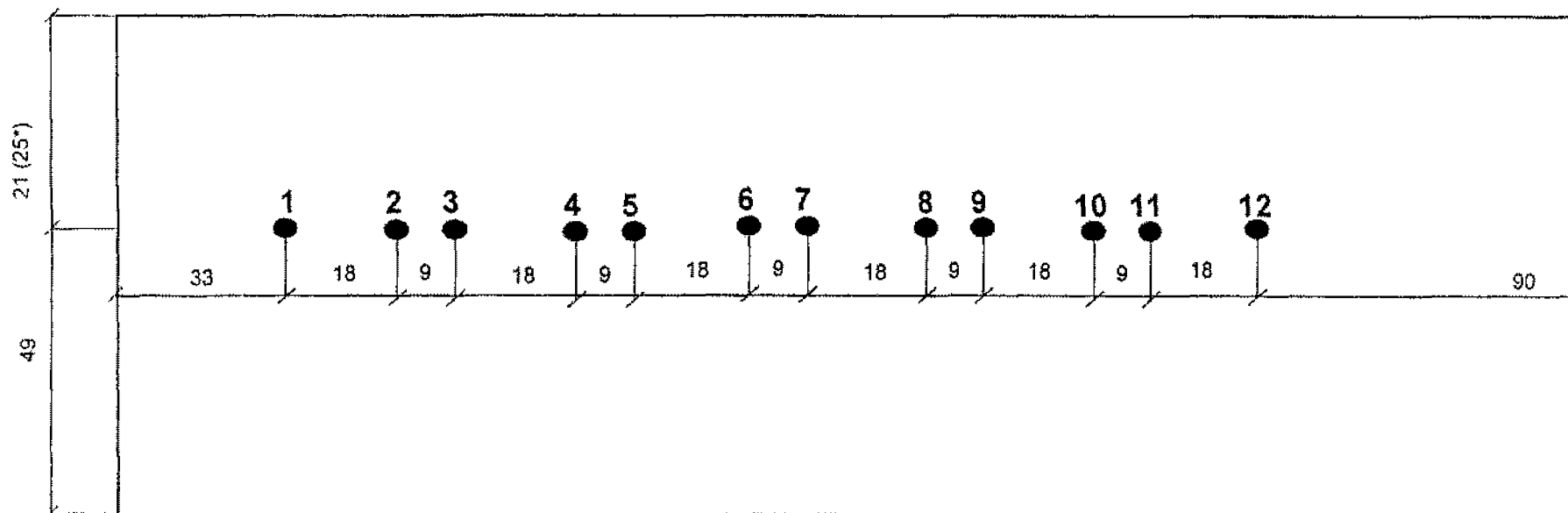


**А.Н. Терешун**

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА №№179, 157 ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 29.05.15 г.)

L - эшелона БУ ( от устья скважины до КРНБ ) - 65 м

Демонтажная зона - 90 м



Примечание: \* -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН - МНГ"

*[Handwritten signature]*

Терешун А.Н.

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

*[Handwritten signature]*

Уразаев Д.И.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 157».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 157», 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 № 157 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 Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 157» 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 -

1 Ватинского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением абонентского SM модуля Motorola Canopy, 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 в 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 - 1 Ватинского месторождения нефти Ватинского 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 № 157:

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

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - o дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу в АДКУ 2000+ данных с контроллеров станций управлений УЭЦН при помощи:
  - o 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 абонентского SM модуля;
- 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 АИР-10 SH 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 на регистратор ТУРА ТД0004 с подключением регистратора систему в ТМ;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 157.

### **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 показаний давления на устье нефтедобывающих скважин**

Проектом предусмотреть:

- установку преобразователей давления типа АИР-10 SH для измерения буферного и затрубного давления;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ показаний преобразователей давления на устьевой фонтанной арматуре нефтегазодобывающих скважин;
- кабельную продукцию для вывода показания давления нефтедобывающих скважин, уложенную на эстакаде в перфорированные оцинкованные короба. Для подключения кабельной продукции датчиков давления использовать герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ, также напротив устья каждой нефтедобывающей скважины на кабельной эстакаде установить клеммную коробку взрывозащищенного исполнения.

## **6. 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 157.**

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., либо ЗАО «Сектор-М»

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления типа AIP-10 SH.

### ***Контроль уровня***

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить преобразователь магнитострикционный «ППП-1000» с выходным сигналом 4-20 мА, ООО «ОКБ Вектор» г. Москва.

### ***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. В качестве



устройств защиты кабельной продукции применить перфорированные оцинкованные короба производства ООО «ИнТек» г. Сургут.

## **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 № 157:

- 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

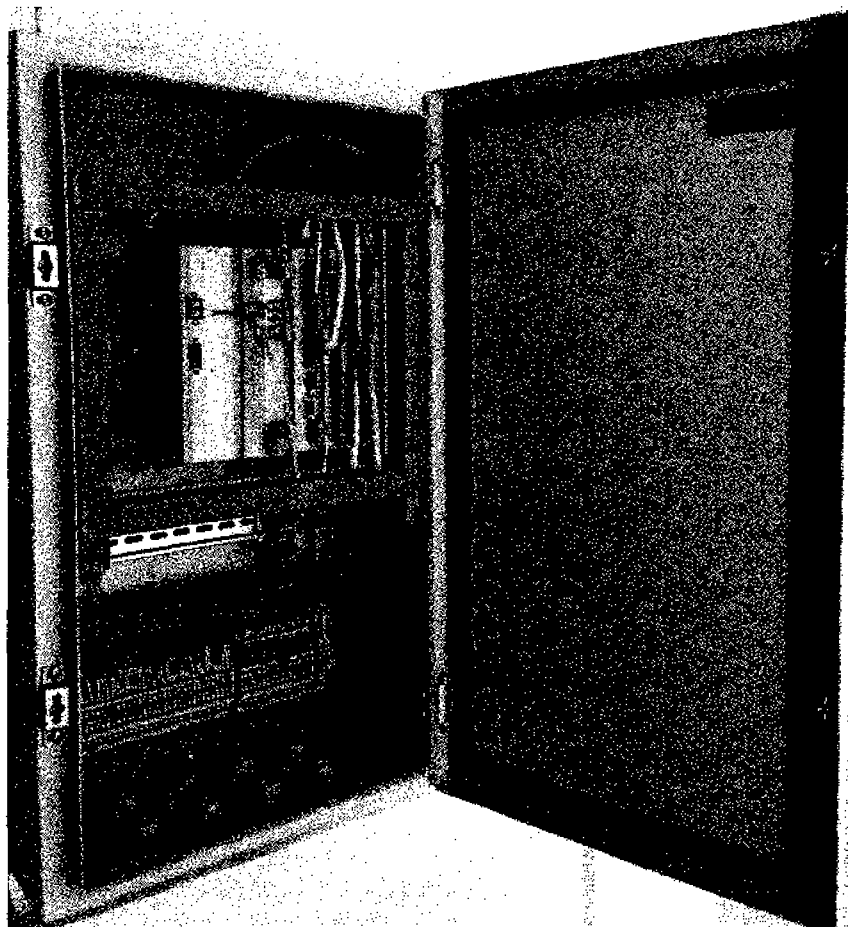
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 157.» до 11.06.2016г.**

И.о.начальника ОА



П.В. Коваленко



#### 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

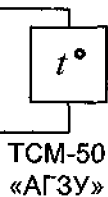
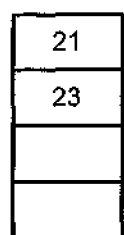
Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ

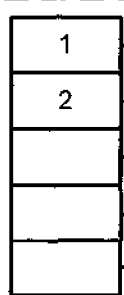
ИРТ 5501/M2

«АГЗУ»



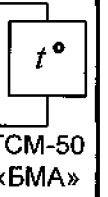
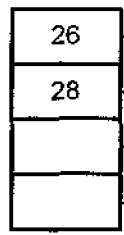
TCM-50  
«АГЗУ»

KM1



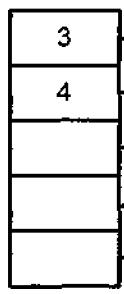
ИРТ 5501/M2

«БМА»



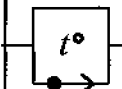
TCM-50  
«БМА»

KM2



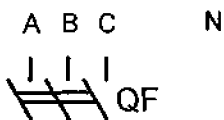
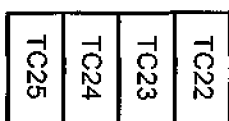
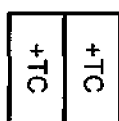
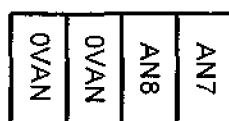
ТСМУ 0104

«АГЗУ»



ТСМУ 0104

«БМА»



SB1

«Дверь БМА  
открыта»

«Дверь ГЗУ  
открыта»

KM2

KM1

ТЭН АГЗУ

ТЭН БМА

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. № Ак - 1333/03

«17» 06 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 157.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать при помощи установки на мачте освещения абонентского модуля Motorola Canopy с частотой 5,2 ГГц.

На кустовой площадке оборудование радиостанции Motorola Canopy с сетевым коммутатором, устройством грозозащиты и источником бесперебойного питания устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК.

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.

В качестве базовой станции предусмотреть станцию, расположенную на мачте связи в г. Мегион по ул. Западная д. 8 в соответствии с разрешением на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 286-рчс-15-0177 от 07.05.2015г. со следующими показателями:

1. Отметка земли существующей радиомачты 40м., высота 70м., координаты 61N0210, 76E0503;
2. Высота подвеса и азимуты точек доступа технологической связи в соответствии с разрешением № 286-рчс-15-0177;
3. Используемые частоты – 5,2 ГГц;
4. Коэффициент усиления – 7 дБ.

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.

*Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 286-рчс-15-0177 от 07.05.2015 срок действия до 06.05.2025г.*

*1 экз. 3 листа.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 157 до «31» декабря 2015г.

Генеральный директор



А.В. Курчук





МИНИСТЕРСТВО СВЯЗИ И  
МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ, ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ  
(РОСКОМНАДЗОР)**

**РАЗРЕШЕНИЕ**

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 286-рчс-15-0177**

07.05.2015

*(дата начала действия)*

06.05.2025

*(дата окончания действия)*

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

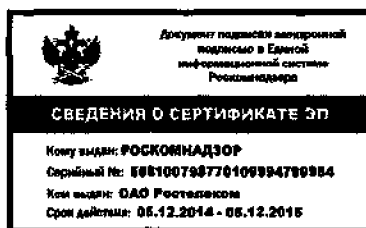
ИНН:	<u>8605016748</u>
Служба радиосвязи:	<u>фиксированная</u>
Назначение РЭС:	<u>сеть беспроводного доступа</u>
Район установки РЭС:	<u>Ханты-Мансийский автономный округ - Югра</u>

Основание: заявление от 30.03.2015 № Ак-575/03, решение ГКРЧ от 15.07.2010 до 01.07.2020 № 10-07-02, заключение экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 08.10.2014 № 14-3-015993 и приказ Роскомнадзора от 07.05.2015 № 286-рчс.

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

Заместитель руководителя

О.А. Иванов



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

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 07.05.2015 № 286-рчс-15-0177

## 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. Начало использования РЭС не должно превышать 3 лет с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Началом использования РЭС является дата оформления пользователем радиочастотным спектром свидетельства о регистрации РЭС в территориальном органе Роскомнадзора.

Для РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, срок начала использования увеличивается на 1 год.

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 Роскомнадзора.

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 работу РЭС с излучением при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов в условиях чрезвычайного положения, чрезвычайных ситуаций, при выполнении особо важных работ, проведении специальных мероприятий и социально значимых мероприятий.

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 Роскомнадзор не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушений условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Роскомнадзором 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 неустранения пользователем радиочастотным спектром выявленных нарушений, а также невыполнения условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

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

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

2.1. Использование радиочастот разрешается без создания помех и без требования защиты от помех РЭС Минобороны России.

В случае создания помех пользователь обязан прекратить использование радиочастот для работы РЭС с излучением до устранения помех в установленном порядке.

2.2. Использование радиочастот разрешается без создания помех и без требования защиты от помех РЭС иностранных государств, работающих в соответствии с Регламентом радиосвязи.

2.3. Использование радиочастот разрешается при выполнении условий, изложенных в решении ГКРЧ от 15.07.2010 № 10-07-02.

2.4. Использование радиочастот разрешается для организации технологической сети связи.

2.5. Абонентские станции должны быть зарегистрированы установленным в Российской Федерации порядком.

## 3. Частотно-территориальный план РЭС (сети)

№ РЭС	№ станции (обозначение в сети)	Тип БС Класс излучения	Место установки БС географические координаты (широта, долгота)	Сектор излучения антенны БС Максимальное расстояние АС от БС (не более)	Высота подвеса антенны БС Коеффициент усиления антенны	Мощность передатчика ЭИИМ	Частоты Поляризация		Максимальная мощность передатчика АС Максимальная ЭИИМ АС
							Прием	Передача	
				град км	м дБ	Вт дБВт	МГц	МГц	Вт дБВт
1	БС	5200AP 20M0F1DET	г. Мегион, ул. Западная, д. 8 61N0210 76E0503	30-90 5,0	70 7,0	0,1 -3,0	<u>5320</u> Н	<u>5320</u> Н	0,1 13,0
				150-210 5,0	70 7,0	0,1 -3,0	<u>5340</u> Н	<u>5340</u> Н	0,1 13,0
				210-270 8,0	70 7,0	0,1 -3,0	<u>5320</u> Н	<u>5320</u> Н	0,1 13,0
				330-0-30 8,0	70 7,0	0,1 -3,0	<u>5340</u> Н	<u>5340</u> Н	0,1 13,0

**«Обустройство Ватинского месторождения нефти.  
Куст скважин № 157»**

(полное наименование объекта)

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

(адрес расположения объекта)

<b>№ п/п</b>	<b>Признаки</b>	<b>Идентификация по признакам</b>	<b>Примечание</b>
<b>Куст скважин № 157</b> <b>(технологическое оборудование, сооружения куста скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Нефтебор от куста скважин № 157</b> <b>до точки врезки в существующую систему</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин № 157</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным	Относятся к опасным производственным	Наличие опасных



	производственным объектам	объектам.	веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ-6кВ на куст скважин № 157</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 нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин № 157</b>			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительно

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

Инженер 1-ой категории ОПОМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Ватинского нефтяного месторождения

Показатели	Пласты (33)																	
	AB1/1+2	AB1/3	AB2/1	AB2/2	AB3	AB4	AB5	AB6	AB7	AB8	BB0/0	BB0/1	BB0/2	BB1/1	BB1/2	BB2	BB3/1	BB3/2
Средняя глубина залегания, м (а. о.)	1680	1665	1670	1680	1690	1710	1730	1755	1790	1810	1855	1835	1845	1855	1860	1870	1895	1905
Число залежей (95)	1	2	4	10	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Тип залежи	пластово-сводовый				пластово-сводовый, литологически экранированный		пластово-сводовый				пл.-вый, лит. экранированный	пл.-свод. лит. экр.-ный	пластово-сводовый	пл.-свод. лит. экр.-ный	пластово-сводовый			
Тип коллектора	терригенный																	
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,6	3,1	5,1	5,9	4,1	3,9	10,1	8,5	5,7	6,9	2,2	2,6	3,8	2,4	7,2	3,6	4,5	4,1
Пористость, доли ед.	0,2	0,22	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,25	0,2	0,22	0,2	0,21	0,22	0,2	0,22
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,39	0,49	0,54	0,53	0,46	0,48	0,52	0,51	0,5	0,52	0,5	0,49	0,57	0,55	0,55	0,51	0,47	0,48
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	3,1	69	250,7	401,5	218	166,5	296	302	165	216	-	45,6	297	77	212,8	482	51,7	298
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,77	0,85	0,59	0,72	0,68	0,56	0,61	0,67	0,56	0,60		0,74	0,84	0,75	0,70	0,82	0,52	0,75
Коэффициент расчлененности	2,2	2,4	4,1	4,4	3,2	4,2	6,3	7,9	4,7	5,2		2,1	2,2	1,9	3,8	4,8	3,7	4,9
Пластовое давление, МПа	17,4				17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,6	19,2			19,2		19,4	19,6	
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4				7,2	7,2	7,2	7,2	8,9	7,4	7,9			8,8		6,7	7,6	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,0		1,64		1,89	1,89	1,89	1,89	1,36	1,17	1,51			1,02		1,57	1,72	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	46,1		46,4		39,8	39,8	39,8	39,8	73,6	56,1	65,7			71,4		70,1	71,9	

Показатели	Пласты (33)														
	БВ4/1	БВ4/2	БВ5	БВ6	БВ7/0	БВ7	БВ8/1-2	БВ8/3	БВ19-20	БВ21-22	ЮВ1/0	ЮВ1/1	ЮВ1/2	ЮВ2	ЮВ3
Средняя глубина залегания, м (а. о.)	1927	1936	1970	2045	2022	2035	2100	2130	2360	2370	2380	2410	2400	2425	2460
Число залежей (95)	1	1	6	17	3	2	4	7	3	4	1	14	8	2	2
Тип залежи	пл.-свод., лит.экр-ный	пластово-сводовый			пл.-свод., лит.экр-ный	пластово-сводовый		пл.-свод., лит.экр-ный	пластово-сводовый, тектонически и литологически экранированный						
Тип коллектора	терригенный														
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,3	10,3	3,4	7,2	1,3	3,6	14,6	4,2	6,8	6,3	5,2	6,7	4,5	2,0	3,4
Пористость, доли ед.	0,2	0,21	0,22	0,21	0,2	0,21	0,22	0,2	0,16	0,16	0,15	0,17	0,16	0,14	0,14
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,43	0,54	0,47	0,58	0,39	0,49	0,63	0,53	0,48	0,57	0,5	0,54	0,48	0,47	0,43
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	37,6	180	340	222,8	28,3	142,8	408,3	68,3	10,5	14,9	22,4	52,100	33,8	11,9	4,7
Коэффициент песчанности, д. ед.	0,62	0,73	0,84	0,79	0,82	0,68	0,80	0,73	0,54	0,57	0,74	0,75	0,75	0,82	0,93
Коэффициент расчлененности	2,6	5,9	3,9	4,4	1,4	3,0	7,0	3,8	4,4	4,3	3,1	4,5	2,7	1,7	1,4
Пластовое давление, МПа	19,9		20,9		21		21,5		24,5	24,5	25			26	26
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,0		7,4		9		8,8		9,7	10,1	5,3	5,3	9,5		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,63		1,96		1,30		0,99		1,05		1,22		1,08		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	59,6		41,6		66,8		92,1		88,6	104,1	-	90	117,6		

**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>Выполнять, 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 №2.1).</li> <li>В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. 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 №2.2). 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). 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</li> <li>Расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии получаемой от ДЭС при производстве СМР выполнить в соответствии с порядком расчета (приложение 2.3)</li> <li>Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.</li> </ul>



	Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и excel).
<b>3.</b>	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b> - Перевозка рабочих свыше 3км-1,5%;
<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> – средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); – борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.913 в размере 0,1% (для стадии ПД).
<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> Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
<b>8.</b>	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b> Грунт (песок)- карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) - согласно ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-407-0021;
<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> – Предусмотреть выделение объемов работы в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. – 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) – Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. – Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно. – По каждому разделу ЛСР и в каждой строке(расценке) 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, учитывающие 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 исключить основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включить отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.
- При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь.
- Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.
- 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.
- 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.
- 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. В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай и 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.)
12.	<b>Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость</b>
	ФЗ №117 от 07.07.03г. в размере – 18%

Составил:

Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Е.В.Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



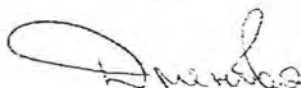
Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабкин

Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова



[illegible]

20 JUL 2007

	0	1978	1979	1980
Удельный расход электроэнергии на производство продукции в ГДР (млн кВт·ч)				

the first time that a woman has been elected to the position of president of the American Psychological Association.

No.	Experiment	Time min	Volume ml	Conc. %
1	Control	10	10	0.5
2	Control	10	10	0.5
3	Control	10	10	0.5
4	Control	10	10	0.5
5	Control	10	10	0.5
6	Control	10	10	0.5
7	Control	10	10	0.5
8	Control	10	10	0.5
9	Control	10	10	0.5
10	Control	10	10	0.5
11	Control	10	10	0.5
12	Control	10	10	0.5
13	Control	10	10	0.5
14	Control	10	10	0.5
15	Control	10	10	0.5
16	Control	10	10	0.5
17	Control	10	10	0.5
18	Control	10	10	0.5
19	Control	10	10	0.5
20	Control	10	10	0.5
21	Control	10	10	0.5
22	Control	10	10	0.5
23	Control	10	10	0.5
24	Control	10	10	0.5
25	Control	10	10	0.5
26	Control	10	10	0.5
27	Control	10	10	0.5
28	Control	10	10	0.5
29	Control	10	10	0.5
30	Control	10	10	0.5
31	Control	10	10	0.5
32	Control	10	10	0.5
33	Control	10	10	0.5
34	Control	10	10	0.5
35	Control	10	10	0.5
36	Control	10	10	0.5
37	Control	10	10	0.5
38	Control	10	10	0.5
39	Control	10	10	0.5
40	Control	10	10	0.5
41	Control	10	10	0.5
42	Control	10	10	0.5
43	Control	10	10	0.5
44	Control	10	10	0.5
45	Control	10	10	0.5
46	Control	10	10	0.5
47	Control	10	10	0.5
48	Control	10	10	0.5
49	Control	10	10	0.5
50	Control	10	10	0.5
51	Control	10	10	0.5
52	Control	10	10	0.5
53	Control	10	10	0.5
54	Control	10	10	0.5
55	Control	10	10	0.5
56	Control	10	10	0.5
57	Control	10	10	0.5
58	Control	10	10	0.5
59	Control	10	10	0.5
60	Control	10	10	0.5
61	Control	10	10	0.5
62	Control	10	10	0.5
63	Control	10	10	0.5
64	Control	10	10	0.5
65	Control	10	10	0.5
66	Control	10	10	0.5
67	Control	10	10	0.5
68	Control	10	10	0.5
69	Control	10	10	0.5
70	Control	10	10	0.5
71	Control	10	10	0.5
72	Control	10	10	0.5
73	Control	10	10	0.5
74	Control	10	10	0.5
75	Control	10	10	0.5
76	Control	10	10	0.5
77	Control	10	10	0.5
78	Control	10	10	0.5
79	Control	10	10	0.5
80	Control	10	10	0.5
81	Control	10	10	0.5
82	Control	10	10	0.5
83	Control	10	10	0.5
84	Control	10	10	0.5
85	Control	10	10	0.5
86	Control	10	10	0.5

[illegible]

Заказчик:  
 Подрядчик:  
 Стройка:  
 Объект:

**Ориентировочная стоимость материалов**  
*(Разделительная ведомость поставки материально-технических ресурсов между подрядчиком и заказчиком)*

№ п/п	Наименование материально- технических ресурсов	Ед. изм.	Поставщик					
			Заказчик			Подрядчик		
			Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.	Кол-во	Цена за ед., руб.*	Стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								



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

При разработке проектно-сметной документации:

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.
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 работ(ПОС).  
В ПОС необходимо:
  - рассчитать оптимальную мощность ДЭС;
  - произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитывающих 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, необходима для нормальной эксплуатации объекта, подведены электросети к ней и от нее (до места сдачи органам Энергонадзора). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость, 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 от постоянных источников.

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



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	141ОТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	606ИМП	Механизированные устройства ТОТрубопров	Подрядчик		
		3	705ИМП	ТрубыСтеклопластик	Подрядчик		
		4	149ОТЧ	Трубы водогазопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	136ОТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	137ОТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	138ОТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	146ОТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	147ОТЧ	Трубы больш. диаметра		Заказчик	
		10	148ОТЧ	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	094ОТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	095ОТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	761ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	116ОТЧ	Резерв. и резер.обор.		Заказчик	
		17	117ОТЧ	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	312ОТЧ	Дизтопливо	Подрядчик		
		35	313ОТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	314ОТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	315ОТЧ	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.обор.		Заказчик	
		52	122ОТЧ	З/ч кот.-энерг.обор.		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 мест.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	Низковольтн.Оборудов.	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. аппарат. (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. прибор (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 для 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	Пром. Трубопровод. Арматур.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопров.	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, брусья, )	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 охлаж	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг. котел.обор.	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг.дезинфицир.	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, воздуховоды, 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.МашиноОбор	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.-гран.обор.тали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-гран.обор.лебед	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-гран.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	КомпьютВычислиТех-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	64ИМП	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	ПротивопожариОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожариОборуд (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.Чернтаев А.Н.  
тел.41-862

Расчет стоимости строительства объекта (базисно-индексный метод)

[illegible]

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

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

Целевые нормативы, используемые в расчете на момент проведения тендера (базисно-индексный метод)

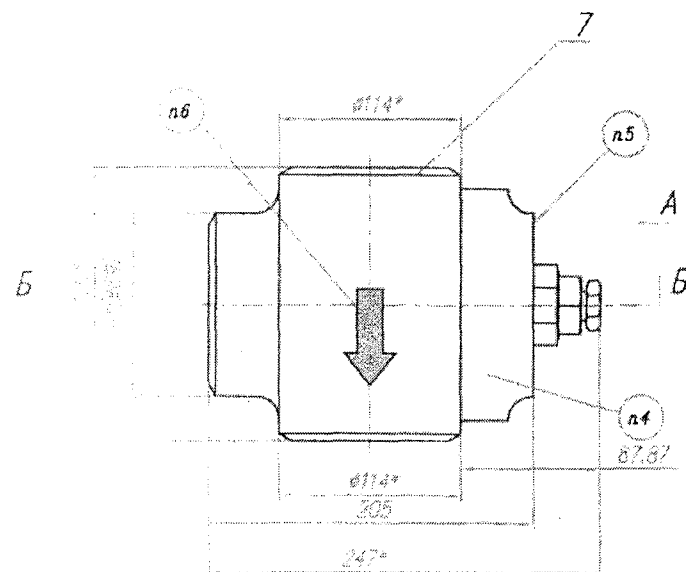
Указати в цінах кінця 6 періода включені рас'єт показуватиме "Рас'єт виконаний в цінах 4 квартала 2014 року"

1	Заработанная плата работников 4-го разряда	руб./час			
2	Индекс окладов труда				
3	Индекс эксплуатационных машин и механизмов				
4	Индекс МТР				
5	Уровень накладных расходов	%			
6	Уровень сметной прибыли	%			
7	Учитываемый процент индексации СМР (годовой)	%			

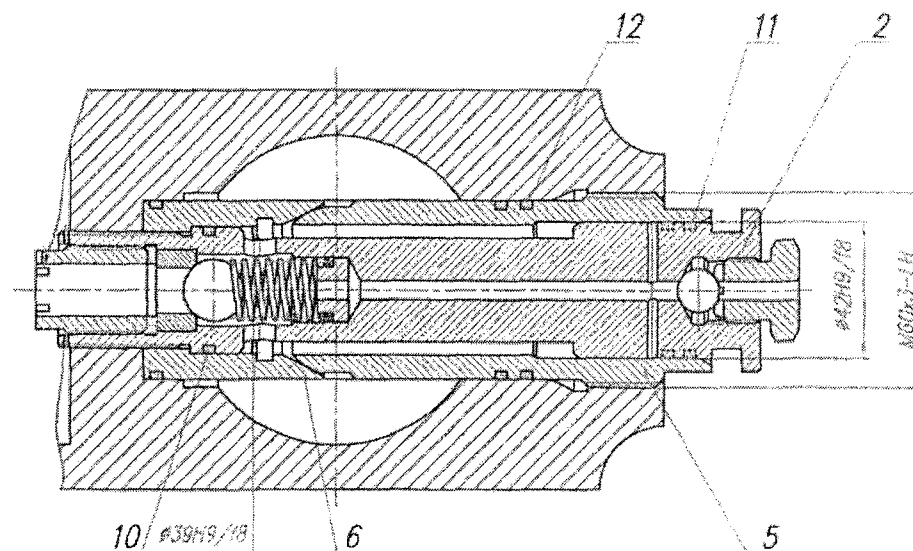
Расчет должен быть выполнен на основании утвержденных ГСД



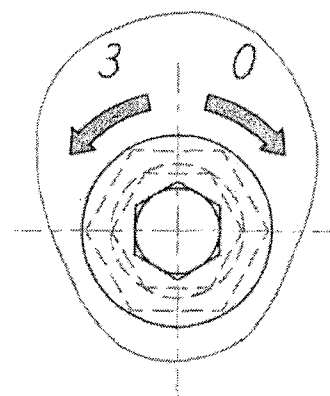
9500 000 100 ПУБЛ



Б-Б (1:1)



А (1:1)



1. \* Размеры для справок
2. Испытать на герметичность подвижных и неподвижных уплотнений давлением  $P=1,5P_{раб}$   $P_{раб}=4\text{ МПа}$ . Клапан опрессовывать на перепад давления открытия клапана  $0,6 \pm 0,1\text{ МПа}$ . После опрессовки заткнуть подвижную насадку.
3. Покрасить, кроме сопряжений и резьбовых поверхностей, грунтовкой ГФ-021 по ГОСТ 25129-82, эмалью хромосеребристой КО-868 ТУ 2312-001-492408-46-2000 - в два слоя. Литьевые поверхности закрасить.
4. Маркировать типоразмер, париковый номер по системе предприятия, дату выпуска (месяц, год - две последние цифры).
5. Нанести указатель положения золотника шрифтом высотой 15...20 мм (встр. экстр. см. дил. А).
6. Нанести стрелу направления потока среды.
7. На сопряжениях поверхностей и резьбовых соединениях нанести тонким слоем консистентную смазку типа ЛИТОЛ-24, ЦИАТИМ 203, НК 50.

				КЯАЛ.001.000.00СБ			
Исполн.	Н. Смирнов	Провер.	В. Смирнов	Клапан устьевой выстрельный (КВС-114) Сборочный чертёж			
Масштаб	1:2	Лист	10,5				
Материал	Сталь	Лист	10,5	ООО "ЭЛЕКТРО"			