

Формат 10

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

*М.М. Пятаев*

«14»



А. М. Пятаев

2015 г.

**Задание на проектирование №205-14**

**«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.  
Кусты скважин №№117, 119»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 117, 119
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Северо-Покурский 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>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	– Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустов скважин №№117,119, согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012. Отобразить фактически существующие на местности коммуникации, пересекаемые осью проектируемых трасс (глубины их залегания и диаметры), объекты и рельеф. Согласовать: – Задание на инженерные изыскания с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; – Представить градостроительный план на бумажном носителе и в электронном виде в формате MapInfo.

12.	Требования к выделению пусковых комплексов																																																																																																											
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства куста скважин, 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																																																																																																											
13.1	Куст скважин № 117 – 12 скважин:																																																																																																											
	Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																									
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 117	2,00	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																																																																																																									
	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №117 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,00	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																																																																																																									
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №117 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,00	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																																																																																																									
	Нефтегазопровод к. 117- т.вр. к. 17	1,85	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																																																																																																									
	Нефтегазопровод т.вр. к. 17- т.вр. к. 19	1,55	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																																																																																																									
	Высоконапорный водовод т.вр. к. 17- т.вр. к. 117	1,85	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																																																																																																									
<div>Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 117</div> <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>С-Покурское</td><td>117</td><td>гор</td><td>AB<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>65</td><td>34</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн, в нпд</td><td>AB<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>30</td><td>14</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>AB<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>65</td><td>28</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>AB<sub>1</sub><sup>3</sup></td><td>65</td><td>34</td><td>40</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Б8</td><td>150</td><td>51</td><td>60</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн, в нпд</td><td>Б8</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Б8</td><td>150</td><td>51</td><td>60</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн, в нпд</td><td>Б8</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Б8</td><td>150</td><td>51</td><td>60</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн, в нпд</td><td>Б8</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Б8</td><td>150</td><td>51</td><td>60</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор</td><td>Б8</td><td>120</td><td>41</td><td>60</td></tr><tr><td colspan="4">Сумма</td><td>945</td><td>356</td><td></td></tr><tr><td colspan="4">Ср. Q</td><td>105</td><td>40</td><td></td></tr></table>				месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%	С-Покурское	117	гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40			нагн, в нпд	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	30	14	45			гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	28	50			гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40			гор	Б8	150	51	60			нагн, в нпд	Б8						гор	Б8	150	51	60			нагн, в нпд	Б8						гор	Б8	150	51	60			нагн, в нпд	Б8						гор	Б8	150	51	60			гор	Б8	120	41	60	Сумма				945	356		Ср. Q				105	40	
месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																						
С-Покурское	117	гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40																																																																																																						
		нагн, в нпд	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	30	14	45																																																																																																						
		гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	28	50																																																																																																						
		гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40																																																																																																						
		гор	Б8	150	51	60																																																																																																						
		нагн, в нпд	Б8																																																																																																									
		гор	Б8	150	51	60																																																																																																						
		нагн, в нпд	Б8																																																																																																									
		гор	Б8	150	51	60																																																																																																						
		нагн, в нпд	Б8																																																																																																									
		гор	Б8	150	51	60																																																																																																						
		гор	Б8	120	41	60																																																																																																						
Сумма				945	356																																																																																																							
Ср. Q				105	40																																																																																																							

13.2

**Куст скважин № 119 – 12 скважин:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 119	2,00	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №119 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,4	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №119 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,4	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
Нефтегазопровод к. 119 - т.вр.в н/сб с к.15,41,14	1,8	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
Высоконапорный водовод т.вр. к. 14 - к. 119	1,6	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий

**Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 119**

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
С-Покурское	119	гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40
		нагн, в ппд	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	30	14	45
		гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	28	50
		гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в ппд	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в ппд	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в ппд	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		гор	Б8	120	41	60
Сумма				945	356	
Ср. Q				105	40	

14.

**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 (*приложение №7*);

Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89\*10 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;

Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в



(приложение №1);

При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;

Требования к организации системы ППД куста № 119:

Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт  $140 \text{ кг/см}^2$ . Проектом проработать вопрос по достижению требуемого давления закачки рабочего агента в пласт;

Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;

При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);

При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) 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 40 м от устья скважин;

Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;

Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;

В проектной документации на чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

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

Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно, принятым локальным актам заказчика;

В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;

Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;

Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВИПН 3-85);

При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных

концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85).

По блокам ГЗУ и БМА:

Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений, по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).

- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97\* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97\* п5.18\* табл.4\*)

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97\* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.)
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5)
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 таб.21 (21-01-97\* п5.18\* табл.4\*).
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5).
- В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.).
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторах, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи:
- перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09
- Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).

Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м; перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.

**15. Особые условия строительства**

- Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустов скважин №№117,119, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Кустовые площадки №117 и № 119 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовых площадок.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации (<i>приложение №8</i>).</li> </ul>
<b>16.</b>	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется
<b>17.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
<b>18.</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 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> </ul>
<b>19.</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 №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>20.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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».</li> </ul>
<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».</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1.1 Технические условия ДТТ для разработки ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №117»;</p> <p>Приложение № 1.2 Технические условия ДТТ для разработки ПСД по объекту «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №119».</p> <p>Приложение № 2 Технические условия на электроснабжение К.117, 119.</p> <p>Приложение № 3 Основные показатели разработки К.117,119.</p> <p>Приложение № 4 Планируемое погружное оборудование К.117,119 ».</p> <p>Приложение № 5 Координаты первых скважин и НДС К.117,119».</p> <p>Приложение № 6 Схемы разбуривания К.117,119 с указанием расстояния между скважинами и количество 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 Северо-Покурского месторождения.</p>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах</li> <li>– В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предоставить опросные листы в формате Заказчика</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls.</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</li> </ul>

	заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).
<b>29.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации.</li> <li>– Сметную документацию выполнить в программе «Гранд-смета», предоставить электронном виде в форматах *.xml, *.xls.</li> <li>– Исходные данные запросить отдельно.</li> </ul>
<b>30.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</li> <li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>- Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</li> </ul>
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>33.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>34.</b>	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ



Романенко А.Б.



**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование №205-14**  
**«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 117, 119»**

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p></p> <p>_____ Д. А. Николаев</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p></p> <p>_____ А. С. Седякин</p> <p>« 30 » 12 2014 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p></p> <p>_____ Е. В. Лещенко</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p></p> <p>_____ И. Г. Тухфатуллин</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>
<p>Начальник ООПИР</p> <p></p> <p>_____ С. Н. Бабкин</p> <p>« 24 » 11 2014 г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин  
« / » 2014 г.

# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.  
Куст скважин № 117»

1. Месторождение, район строительства	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.117 - т.вр.к.17» Нефтегазопровод «т.вр.к.17-т.вр.к.9» Высоконапорный водовод «т.вр.к. 17- к.117»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<b>1 этап. Нефтегазопровод «к.117 - т.вр.к.17»</b> От к.117 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости Qж м3/сут/Qн т/сут - 945/356 Давление в точке подключения – 10 кгс/см <sup>2</sup> Диаметр в точке подключения – 159мм. <b>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.17-т.вр.к.9»</b> От к.117 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Давление в точке подключения – 9,5 кгс/см <sup>2</sup> , дополнительно определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий. <b>3 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.17- к.117»</b> Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.117 Объем жидкости Qж м <sup>3</sup> /сут – 900. Давление в точке подключения – 107 кгс/см <sup>2</sup> Диаметр в точке подключения – 219мм. <b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b>
5. Требования к техническим решениям	–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного

- водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.
- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
  - Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
  - Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
  - На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
  - Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
  - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
  - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);
  - На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
  - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
  - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
  - Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
  - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
  - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
  - Переход через автомобильные и железные дороги

выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

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

–Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

- а) «холодная» врезка,
- б) врезка тройником,
- в) подключение в существующую задвижку

–В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);

–Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.

–Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

–При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;

–Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;

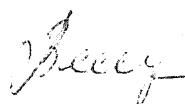
–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.

–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими

	<p>щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</p> <p>— При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект;</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и с ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

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

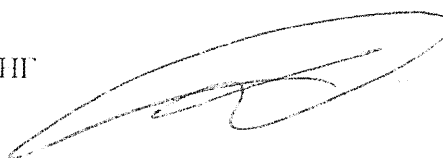


М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО СН-МНГ

Р.А. Мережкин

Главный инженер  
управления «Сервис-нефть» ОАО СН-МНГ



Р.Б. Паливода



Предлагаемая схема подключения трубс товодов проектируемого куста №11 Северо-Покурского м/р. Приложение №1 К Ту

318p

Предусмотреть ЗКП для подключения к.90

3 Этап. Проектируемый  
Высоконапорный водовод L-1,85км.

1 Этап. Проектируемый  
нефтегазопровод L-1,85 км.

2 Этап. Проектируемый  
нефтегазопровод L-1,55 км.

К-8, 8а

К-17

К-66

К-41

К-15

К-9

604p

Схема подключения трубс товодов проектируемого куста №11 Северо-Покурского м/р. Приложение №1 К Ту

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИИТ

Войтович Е.А.

подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные сваи изготовить трубное основание, на которое монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем 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 1500 мм.

Цветовая раскраска:

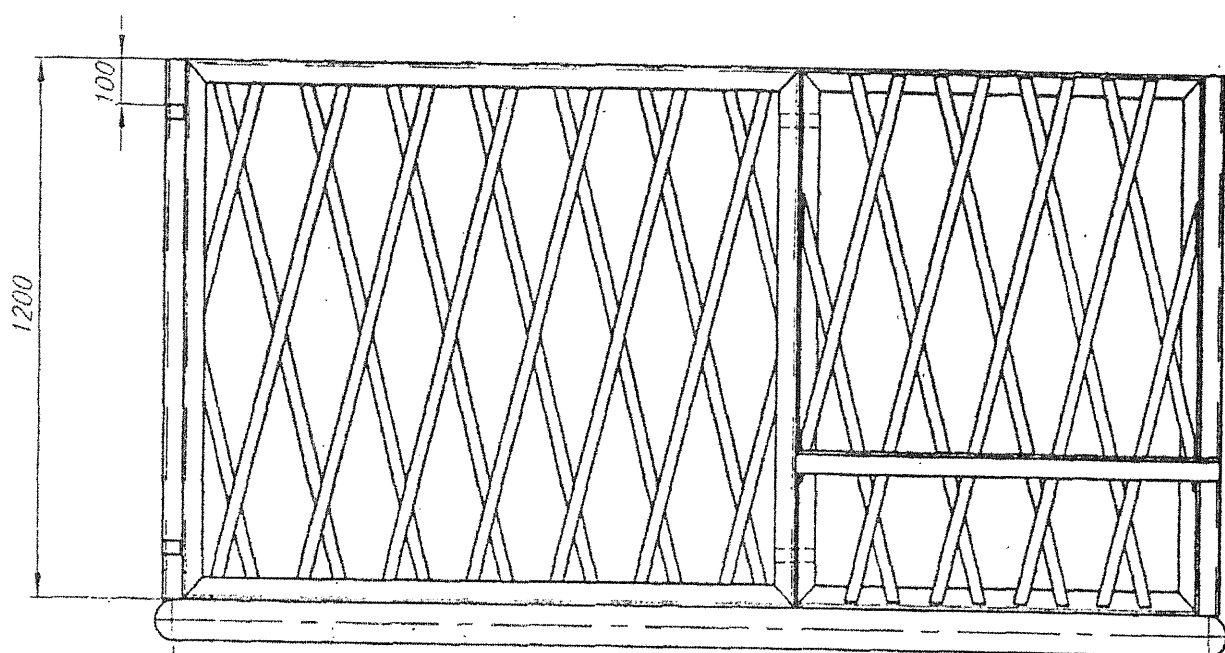
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

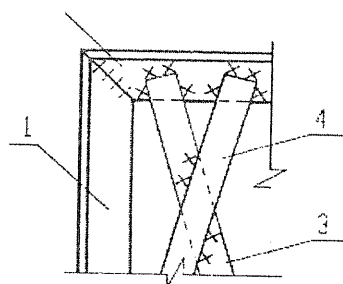
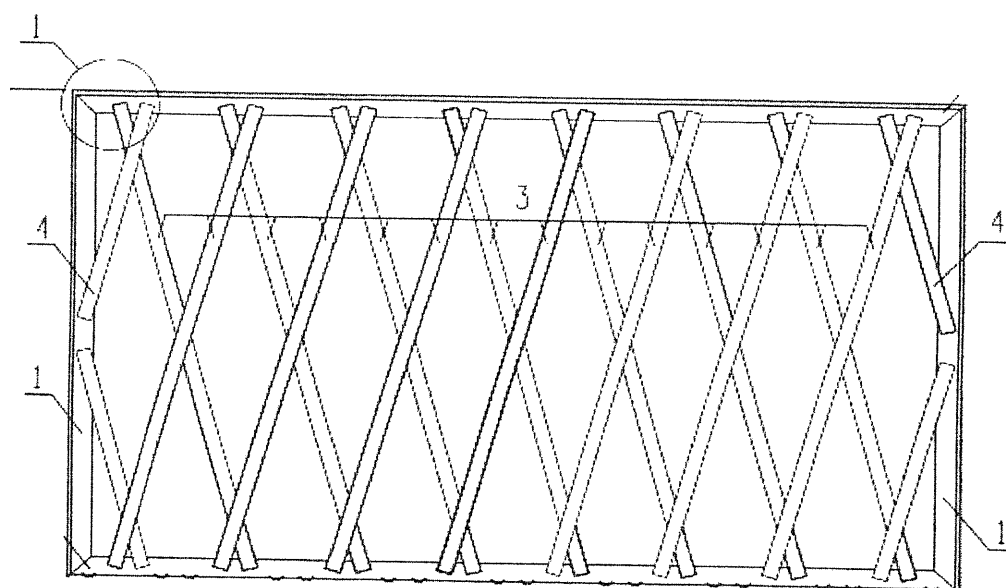
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $50 \times 50 \times 5$ ГОСТ 8509-93 $l=1000$ С255 ГОСТ 27772-88*
3		Лист $2 \times 30 \times 1000$ ГОСТ 19903-74* С255 ГОСТ 27772-88*
4		Лист $2 \times 30 \times 60$ ГОСТ 19903-74* С255 ГОСТ 27772-88*

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

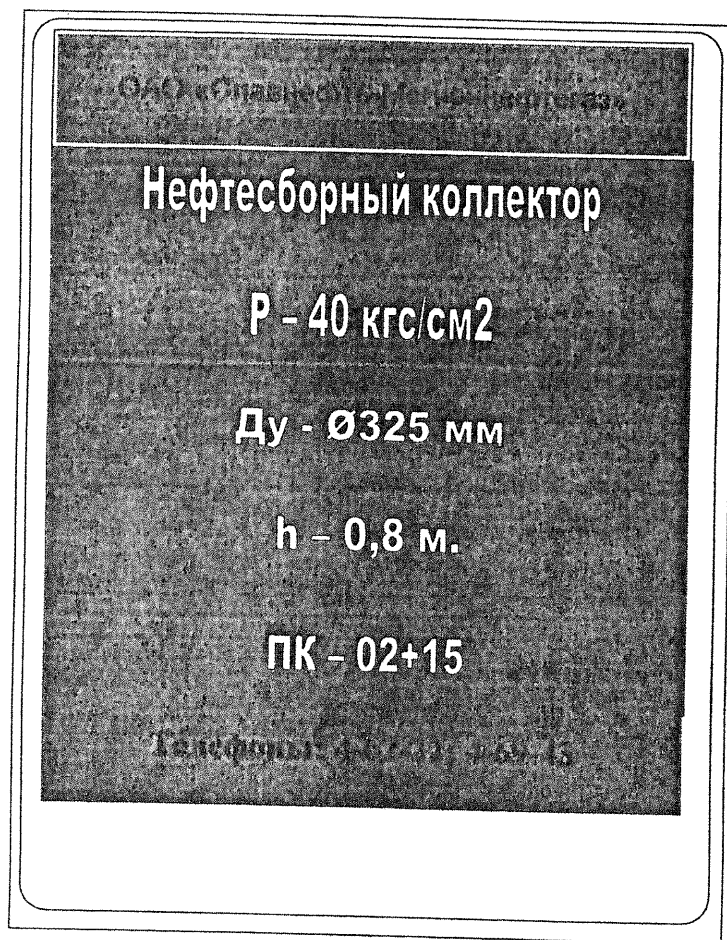
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Технические условия № 364-2017 от 12.11.2017,  
на электроснабжение КН-117 Северо-Покурекское м/р.  
Запрашиваемая мощность – 551 кВт.


1. Разработать проект электроснабжения КН-117 Северо-Покурекское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СЧ-МЭН».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Замену существующих опор №149-153 Ф-5 НС-35/6кВ «Куест-27» с увеличением габарита перехода через дорогу на КН-62 бие.
  - 6.2. Замену существующей опоры №142 Ф-4 НС-35/6кВ «Куест-27» с увеличением габарита перехода через дорогу на КН-63 бие и переустройство перехода ВЛ-6кВ Ф-4 НС-35/6кВ «Куест-27» через ВЛ-6кВ Ф-5 НС-35/6кВ «Куест-27».
  - 6.3. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КН-117 Северо-Покурекского м/р.
  - 6.4. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.5. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 6.6. Точки подключения существующие ВЛ-6кВ Ф-4,5 НС-35/6кВ «Куест-27». Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опор в точках врезки.
  - 6.7. Проверочный расчёт электрооборудования НС-35/6кВ «Куест-27» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.8. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КН-117 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 6.9. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.10. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.11. Пункт АВР-6кВ на КН-117 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 6.12. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стел-болтов для подъёма к ВЛ-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.13. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утверждёнными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных одотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1600кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.14. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
  - 6.15. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.16. В местах пересечения ВЛ-6кВ с дорогами, зимниками и водными препятствиями - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.17. При попадании опор в зону затопления при паводке, оборудовать их защитой от льда и корчевода.



- 6.18. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 6.19. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ).
- 6.20. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышений переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 6.21. Выполнение расчёта вырубki просек под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.22. Линейные разъединители на первых опасных и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КТН-117.
- 6.23. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пластичных зажимов.
- 6.24. Установку устройств защиты ВЛ-6кВ от грозных перенапряжений типа ГПРМК, РЗНН и т.п.
- 6.25. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КТН-117 по кабельным бестадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным бестадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.26. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.27. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ).
- 6.28. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы, оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: Ноопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4,5 ПС-35-6кВ «Куст-27» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора -  
главный инженер ООО «МЭН»



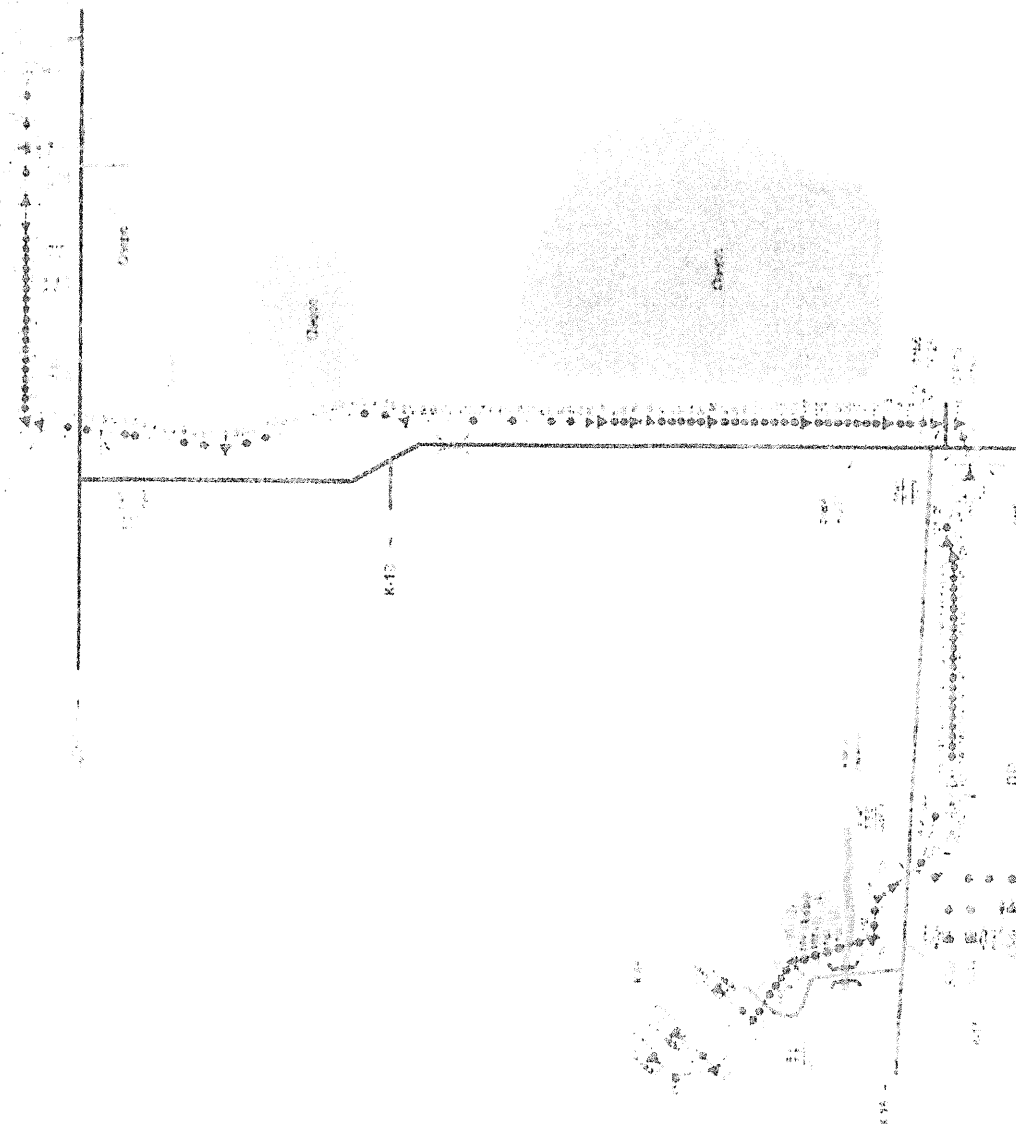
В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СП-МНГ»



В.Е. Сыровецкий

AP 22-28-06  
K-10



SYMBOLS

- Existing structures
- New structures
- Water features
- Elevation points
- Spot heights
- Spot elevations
- Spot elevations at corners
- Spot elevations at intersections
- Spot elevations at grade changes
- Spot elevations at other points

DATE: 10/10/06  
DRAWN BY: [Signature]  
CHECKED BY: [Signature]

22-006-B-006

PROJECT: [Blank]  
SHEET: [Blank]  
DATE: [Blank]

APPROVED	DATE	BY
DESIGNED	DATE	BY
CHECKED	DATE	BY
DRAWN	DATE	BY
IN CHARGE	DATE	BY





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

На № \_\_\_\_\_ 2014г.

№ \_\_\_\_\_ 05-  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИТ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 345, 157 Аганского месторождения, КП №№ 45, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 34бис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.

С. И. К. 2014

Приложение

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 345 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Аганского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 176 Аганского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Ватинского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 280 Ватинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 281 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 282 Ватинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 63 Западно-Асомкинского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 86 Западно-Асомкинского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Западно-Асомкинского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 96 Западно-Асомкинского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Западно-Асомкинского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 64 Метинского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 61 Покамасовского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 117 Северо-Покурского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 119 Северо-Покурского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 134 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 151 Тайлаковского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын



Проктные данные по КМ № 117 Северо-Покурского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Пл.аст	Кол-во скважин				объем добычи			Давление извл	Газо- содержа-е м3/м	Пл.-ра град	
				всего	добыв	нап	возоб	жидк	нефти	газа				
Взвешенное НН-У														
1	Северо-Покурское	117	АВ(З), Б8	12	8	1	3	0	945 м3/сут	356 т/сут	900 м3/сут	А1(З) - 120, Б8 - 140	А1(З) - 36, Б8 - 61	А1(З) - 64, Б8 - 90
2	Итого по месторождению													

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КН № 117 Северо-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	И.м.г.г.	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
С-Покурское	117	гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40
		нагн, в нпл	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	30	14	45
		гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	28	50
		гор	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	65	34	40
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в нпл	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в нпл	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в нпл	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		гор	Б8	120	41	60
Сумма				945	356	
Ср. Q				105	40	

Динамика основных показателей разработки КП № 117 Северо-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 117										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т.ч. - действующих	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- нагнетательных	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс. т	36	76	49	45	44	42	41	40	39	37
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	116	338	345	345	346	345	345	345	346	345
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	246	329	329	329	329	329	329	329	329	329
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,7	3,7	2,4	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8

Начальник отдела ОПНМР

А.М. Горбани



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

17 10 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 14-151  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

И.о. начальника ДПРП и ОМ  
А.А.Дмитриеву

**О предоставлении информации**

В ответ на исходящее письмо № МБ-857 от 15.10.2014г. направляю перечень скважин:

- Аганское месторождение нефти КП № 34бис, 157, 176;
- Ватинское месторождение нефти КП № 46, 280, 2081, 282;
- Западно-Асомкинское месторождение нефти КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99;
- Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти КП № 46;
- Мегионское месторождение нефти КП № 64;
- ✓ - Северо-Покурское месторождение нефти КП № 117, 119;
- Тайлаковское месторождение нефти КП № 151, 134 (взамен 34бис);
- Покамасовское месторождение нефти КП № 61,  
с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 20 л., 1 экз.

Начальник ТОПОДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Исп. Архангельский Г.Г.  
Тел. 46-739

14-151  
17.10.14

Проектная схема КП №117 Северо-Покурского м/р с планируемым нагрузочным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Цвет	Q <sub>пуск.</sub> м³/сут по газу, т/сут	Q <sub>пуск.</sub> т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, ПЭД, кВт
Северо-Покурское	117-1	117	гор	А1/3	65	34	40	ДПН15-60-1500	32
	117-2		нагн, в ПП1	А1/3	30	15	18	ДПН15-30-1500	32
	117-3		гор	А1/3	65	34	80	ДПН15-60-1500	32
	117-4		гор	А1/3	65	34	10	ДПН15-60-1500	32
	117-5		гор	Б8	154	81	60	ДПН15-160-2200	90
	117-6		нагн, в ПП1	Б8					
	117-7		гор	Б8	154	81	60	ДПН15-160-2200	90
	117-8		нагн, в ПП1	Б8					
	117-9		гор	Б8	154	81	60	ДПН15-160-2200	90
	117-10		нагн, в ПП1	Б8					
	117-11		гор	Б8	154	81	60	ДПН15-160-2200	90
	117-12		гор	Б8	154	81	60	ДПН15-125-2200	63
					Сумма	945	355		
					Ср. Q	105	39		





СЛАВНЕФТЬ

Приложение №5 (2А.)

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегноннефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

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

30 октября 2014 г.  
На №

№ АН-2245  
от 2014 г.

Начальнику ДПРНО  
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
			X	Y	
1.	117	С.-Покурекое	771910	373770	50°.

Главный маркшейдер

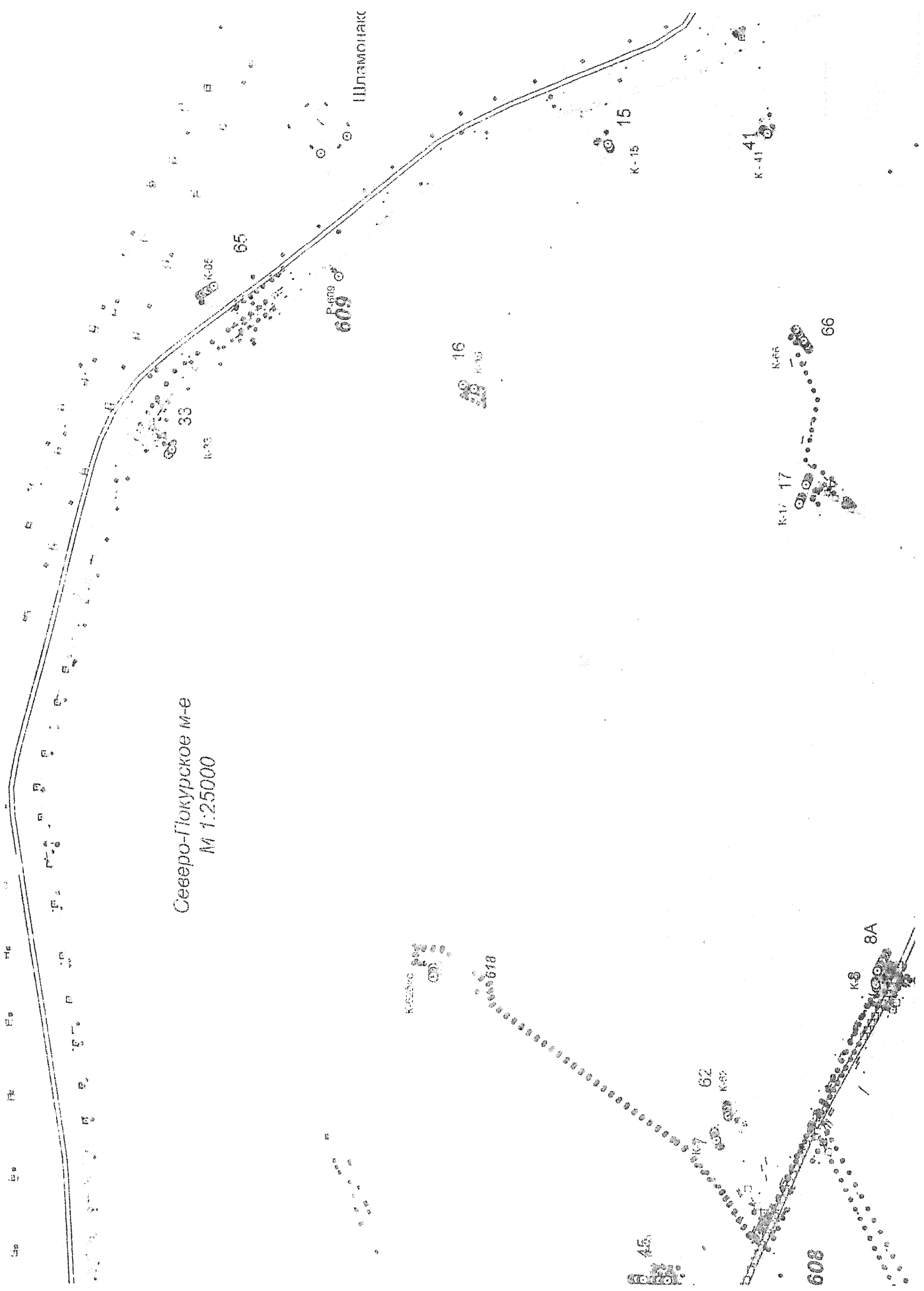
Начальник департамента  
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старший

Итого: 1 шт.  
12.10.14

116-2448  
31.10.14



Северо-Покурское м-е  
М 1:25000

Шламоунак

8А

609

608

618

62

65

33

15

16

17

41

K-15

K-41

K-55

K-8

K-50

K-33

ОТ:

ТЕЛ:

8 ДЕК 2014 12:49 СТР1



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

№ 08 / 12 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АТ-46/1428  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, сообщаю Вам, что по нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания и количество отходов бурения с одной скважины:

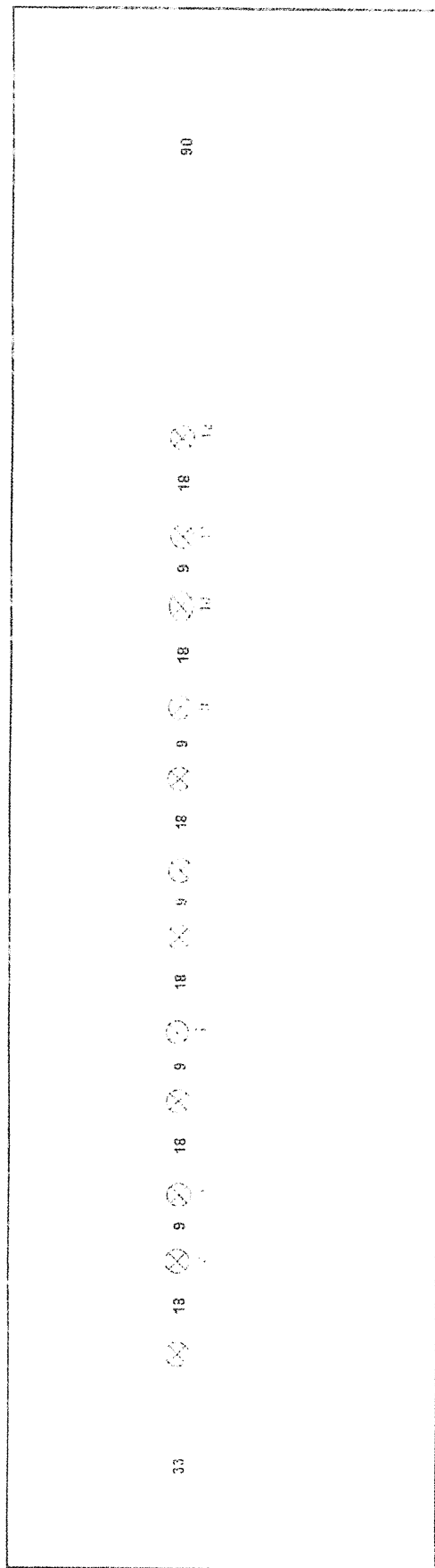
1. КП № 4бис, 280, 281, 282 Ватинское м/р – гор - 1500м<sup>3</sup>, н/н - 1200м<sup>3</sup>;
2. КП № 34бис, 157, 176 Аганское м/р – гор - 2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
3. КП № 117, 119 Северо-Покурское м/р – гор - 1500м<sup>3</sup>, н/н - 2000м<sup>3</sup>;
4. КП № 64 Мегионское м/р – гор-1500м<sup>3</sup>, н/н - 1200м<sup>3</sup>;
5. КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99 3-Асомкинское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
6. КП № 46 3-У-Балыкское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
7. КП № 151, 134 Тайлаковское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
8. КП № 61 Покамасовское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>.

С уважением,  
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

А.Д. Шинкарев  
8(34643) 47-998

# ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА при бурении одной буровой установкой



Начальник ДСС

Д.А. Брюхов

Гл. специалист ПТО ДСС

Д.И. Уразаев



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегноннефтегаз"

**ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегнон, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-14-66, факс (34663) 4-19-07

29 октября 2014 г.

На № \_\_\_\_\_

№ 2-13-1583  
от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Начальнику Департамента по  
новым проектам техники и  
технологии ОАО «СН-МНГ»  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении ТУ.*

На исх. № МБ-878 от 23.10.2014г. направляю технические условия для проектирования разделов АСУ ТП кустовых площадок следующих кустовых площадок:

- Тайлаковского м.р. КП №№ 8-б, 29-б, 30-б, 42-б, 56-б, 68, 117, 134, 151;
- Аганского м.р. КП №№ 34-б, 157, 176;
- Ватинского м.р. КП №№ 4-б, 280, 281, 282;
- Западно-Асомкинского м.р. КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99;
- Западно-Усть-Балыкского м.р. КП № 46;
- Мегнонского м.р. КП № 64;
- ✓ - Северо-Покурского м.р. КП №№ 117, 119;
- Покамасовского м.р. КП № 61.

Приложение:

Технические условия

390 л.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко  
тел. 4-19-76

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
**НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 117».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 117», 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:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВПНП 03-170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВПНП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- НПБ-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- ПУ-газ-86 «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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 № 117 в составе:*

- замерная установка А13У;

- скважины с насосами ЦДГ;
- блок треножек БГ;
- блок дозирования химреагента;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

### **3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 117» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ-ЗКМ, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК ИТП-3 Северо-Покурского месторождения Ватинского ИГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ИКС АСУ-Нефть» г. Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

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

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

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

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК ИТП-3 Северо-Покурского месторождения Ватинского ИГДУ.

### **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;
- автореставрирование 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;
  - дистанционка работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.
- Оборудование 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 № 117:

#### **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 данных с контроллеров станций управления при помощи:
  - o цифрового сигнала типа интерфейса «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 входят:

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

В состав блока аппаратурного входят:

- станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ-ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ЗКМ»;
- блок э.п. питания контроллера;
- блок э.п. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

**Приложение № 1,1:**

**Станция СТК-ЗК 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;