



**Задание на проектирование № 35-15**  
**«Обустройство Покамасовского месторождения нефти.**  
**Куст скважин №61»**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №61.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, лицензионный участок Покамасовского месторождения нефти.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства 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>
	Новое строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №61 с 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>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo;</li> </ul>

	<p>– При необходимости разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».</p>																																																																																																																					
12.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>																																																																																																																					
	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.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>																																																																																																																					
	<p><b><u>Куст скважин №61 – 12 скважин</u></b></p> <p><b>1-й этап строительства:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– <u>Инженерная подготовка территории;</u></li><li>– <u>Автодорога на куст скважин №61</u></li></ul> <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин №61</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p><b>2-й этап строительства:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– <u>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №61</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)</li></ul> <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №61 (Приложение №2)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none"><li>– Монтаж электрооборудования (КТПН, пункт АВР).</li></ul> <p><b>3-й этап строительства:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– <u>Обустройство 1-ой скважины куста №61</u></li></ul> <p>Координаты первой скважины и НДС представлены в <u>Приложении № 5</u></p> <p>Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в <u>Приложении № 6</u></p> <p>Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №61:</p> <table><tr><th>Месторождение</th><th>Куст</th><th>Назначение Нагн, ГС</th><th>Пласт</th><th>Qпуск. м3/сут по жид-ти</th><th>Qпуск. т/сут по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td>Покамасовское</td><td>61</td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>30</td><td>14</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>30</td><td>14</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>30</td><td>14</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>30</td><td>14</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю1</td><td>30</td><td>14</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>Ю1</td><td>70</td><td>32</td><td>45</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Сумма</td><td>640</td><td>293</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Ср.Q</td><td>53</td><td>24</td><td></td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин №61	1,2	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №61 (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка	Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Покамасовское	61	гор с МГРП	Ю1	70	32	45			гор с МГРП	Ю1	70	32	45			нагн	Ю1	30	14	45			гор с МГРП	Ю1	70	32	45			нагн	Ю1	30	14	45			гор с МГРП	Ю1	70	32	45			нагн	Ю1	30	14	45			гор с МГРП	Ю1	70	32	45			нагн	Ю1	30	14	45			гор с МГРП	Ю1	70	32	45			нагн	Ю1	30	14	45			гор с МГРП	Ю1	70	32	45				Сумма	640	293					Ср.Q	53	24	
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																																				
Автодорога на куст скважин №61	1,2	Возможна корректировка																																																																																																																				
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																																				
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №61 (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка																																																																																																																				
Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																																
Покамасовское	61	гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
		нагн	Ю1	30	14	45																																																																																																																
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
		нагн	Ю1	30	14	45																																																																																																																
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
		нагн	Ю1	30	14	45																																																																																																																
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
		нагн	Ю1	30	14	45																																																																																																																
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
		нагн	Ю1	30	14	45																																																																																																																
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45																																																																																																																
			Сумма	640	293																																																																																																																	
			Ср.Q	53	24																																																																																																																	

Основные показатели разработки представлены в

Планируемое погружное оборудование куста скважин №61 представлено в Приложении №4.

- Монтаж технологических трубопроводов и оборудования (установка измерительная, ёмкость дренажная  $V=25\text{м}^3$ , УДХ, ГЗУ);
- Монтаж электрооборудования (СУ ЭЦН и ТМГН);
- Монтаж блока контроля и управления;
- Монтаж блока хранения пожинвентаря;
- Монтаж прожекторной мачты и молниеотвода
- Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод к.61– т.вр. к.61 (Приложение №1)	0,2	Возможна корректировка

#### 4-й этап строительства:

- ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №61 - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №61 (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка

#### 5-й этап строительства:

- Высоконапорный водовод т.вр. к.61 – к.61

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.61 – к.61 (Приложение №2)	0,2	Возможна корректировка

6-й этап строительства – вторая скважина;

7-й этап строительства – третья скважина;

8-й этап строительства – четвёртая скважина;

9-й этап строительства – пятая скважина;

10-й этап строительства – шестая скважина;

11-й этап строительства – седьмая скважина;

12-й этап строительства – восьмая скважина;

13-й этап строительства – девятая скважина;

14-й этап строительства – десятая скважина;

15-й этап строительства – одиннадцатая скважина;

16-й этап строительства – двенадцатая скважина;

#### 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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кг/см}^2$ , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89мм;
- Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки. Максимальное рабочее давление в начальной точке нефтесборного трубопровода от КП не должно превышать  $25 \text{ кг/см}^2$ ;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Требования к организации системы ППД куста №61 Покамасовского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт  $190 \text{ кг/см}^2$ ;
- 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 необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- 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, и 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 обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ для предотвращения деформации труб при усадке отсыпки кустовой площадки;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка

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

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

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

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

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

- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85).

По блокам ГЗУ и БМА:

– Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;

– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908).

Параметры здания блока ГЗУ:

– Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97\* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);

– Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);

– Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97\* п5.18\* табл.4\*).

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 с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20);

– В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13.130. 2013 п. 6.2.5);

– В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п. VI);

– перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом проветрить 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

	<p>(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м; перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство;</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</li> <li>– Кустовая площадка №61 расположена в пределах населённого пункта посёлка Локосово;</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19);</li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).</li> </ul> </li> </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»</li> </ul>



	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).
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>– На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;</li> </ul>
19.	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	<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).
21.	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется
22.	<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> </ul>


	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации;</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №61»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин №61 Покамасовского месторождения»;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин №61 Покамасовского месторождения»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №61 Покамасовского месторождения»;</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин №157 Аганского месторождения»;</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Покамасовского месторождения»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «Расчет стоимости работ строительства объекта».</p>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.;</li> <li>– После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика;</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls;</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования);</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.</li> </ul>
<b>29.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10);</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arp, *.xml, *.xls;</li> <li>– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 12 включить в состав пояснительной записки;</li> <li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li> </ul>
<b>30.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком;</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией;</li> <li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</li> <li>- Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <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> <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 проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b> <p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>

<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:  
Инженер I кат. ООПИР ДПИР и ВОЭ УКС и РО

 Е.В. Кочергина  
14.03.15г.

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование № 35-15**  
**«Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №61»**

Директор по капитальному строительству  Николаев Д.А.  " " 2015г.	Заместитель Главного инженера  Седякин А.С.  " " 2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  Тухфатуллин И.Г.  " " 2015г.	Главный инженер АНГДУ  Евдокимов В.В.  " " 2015г.
Начальник НГП-3 АНГДУ  Трубин В.М.  "26" 03 2015г.	Начальник УКСиРО  Лещенко Е.В.  " " 2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО  Бабкин С.Н.  " " 2015г.	

УТВЕРЖДАЮ:

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

И.Г. Тухфатуллин

2014 г.

Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Покамасовского месторождения нефти.  
Куст скважин № 61»

1.	<b>Наименование объекта</b>																		
	Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин № 61.																		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Покамасовский 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 № 61 – 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 № 61.</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61, в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61, в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.61 – т.вр.в н.сб.к.55 (Приложение № 1)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод «т.вр. к.61– к.61» (Приложение № 1)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 61.	1,2	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61, в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61, в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.61 – т.вр.в н.сб.к.55 (Приложение № 1)	0,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод «т.вр. к.61– к.61» (Приложение № 1)	0,2	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 61.	1,2	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61, в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61, в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,2	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.61 – т.вр.в н.сб.к.55 (Приложение № 1)	0,2	Возможна корректировка																	
Высоконапорный водовод «т.вр. к.61– к.61» (Приложение № 1)	0,2	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 планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6;</li></ul>																		

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №61:

Месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Покамасовское	61	гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
Сумма				640	293	
Ср. Q				53	24	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 61 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;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- Требования к организации системы ППД куста № 61, Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см<sup>2</sup>.
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки.
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;

- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар).
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- 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 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 аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика.
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85)
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

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>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>– 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 № 61 расположена в пределах населенного пункта поселка Локосово.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>

12.	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»
	<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>
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<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>
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых 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 шлама 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>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.

<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 ОПOM ДПРП и OM



О.В. Журавель

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Покамасовского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 61»**

<p>Начальник департамента по перспективному развитию производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Бессонов М.Н.     "     "     _____ 2014г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В.     "     "     _____ 2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Новичков А.А.     "     "     _____ 2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Гортиков А.А.     "     "     _____ 2014г.</p>

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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел.: (34643) 4-60-70 факс: (34643) 4-62-53

" 11 " 12 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ MP-599  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г.

**Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову**

*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: Ватинское м/р нефти куст скважин № 4бис, Западно - Асомкинское м/р нефти кусты скважин №75,86,91,63,69,99, Западно-Усть - Балыкское м/р нефти куст скважин № 46, Покамасовское м/р нефти куст скважин № 61, Северо - Покурское м/р нефти кусты скважин № 119,117, Тайлаковское м/р нефти кусты скважин № 53,80.

Приложение: ТУ – 101 л., 1э.

**С уважением,  
Начальник**



**М.Г.Разин**

Е.А.Войтович  
тел. 46-927

Вр MB-2434  
11.12.14

УТВЕРЖДАЮ:  
Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»  
М.Г. Разин  
« / » 2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объектам  
«Обустройство Покамасовского месторождения нефти.  
Куст скважин №61».

1. Месторождение, район строительства	Покамасовское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области..
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.61-т.вр.в н.сб.к. 55» Высоконапорный водовод «т.вр. к 61 –к 61»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.61-т.вр.в н.сб. к 55»</b> От к.61 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Покамасовского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}</math> - 640/293 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.61 –к.61»</b> Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.61 Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}</math> – 500 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>–При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электро-приводом, 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.</p> <p>–Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13</p>



- 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 (Прил. № 1);
  - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
  - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. 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  $40 \text{ кг/см}^2$ ;
  - Максимальное рабочее давление не должно превышать  $25 \text{ кг/см}^2$ . 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  $210 \text{ кг/см}^2$ ;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением  $40 \text{ кгс/см}^2$ ;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, 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  $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$ . (расстояние между отводами не менее  $1,5\text{м}$ );
  - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги,

должны выводиться:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

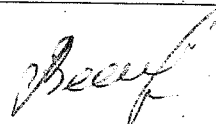
–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

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

–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в

	<p>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, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО Управления «Сервис-нефть», ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

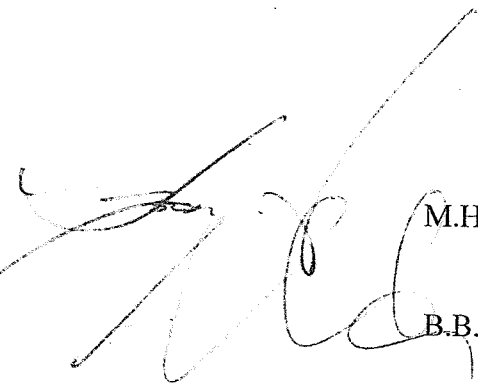
Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

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



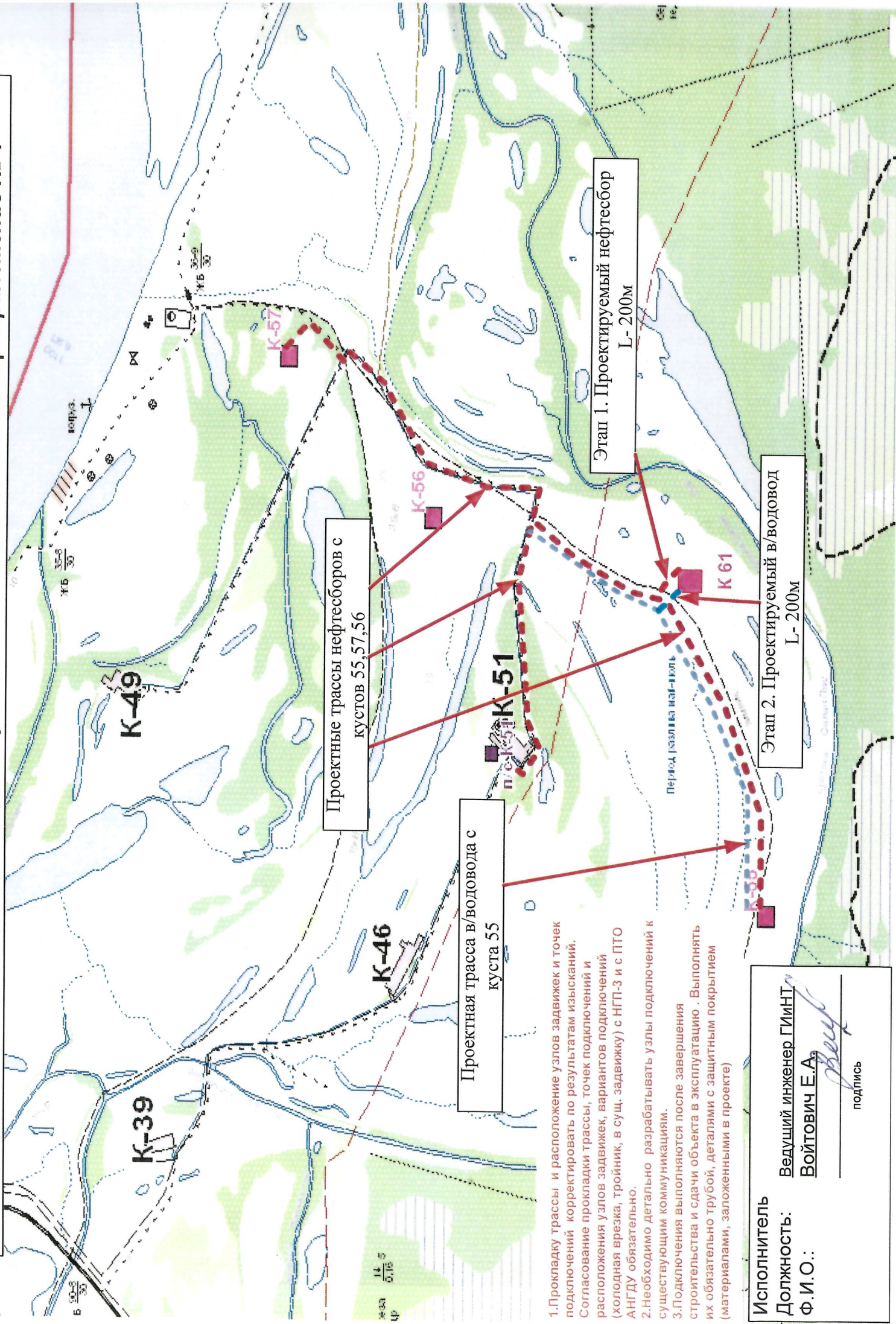
М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В. Евдокимов



# Предлагаемая схема подключения коммуникаций к 61 Покамасовского м/р. Приложение № 1



Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИНТ

Войтович Е.А.

*Войтович Е.А.*

подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

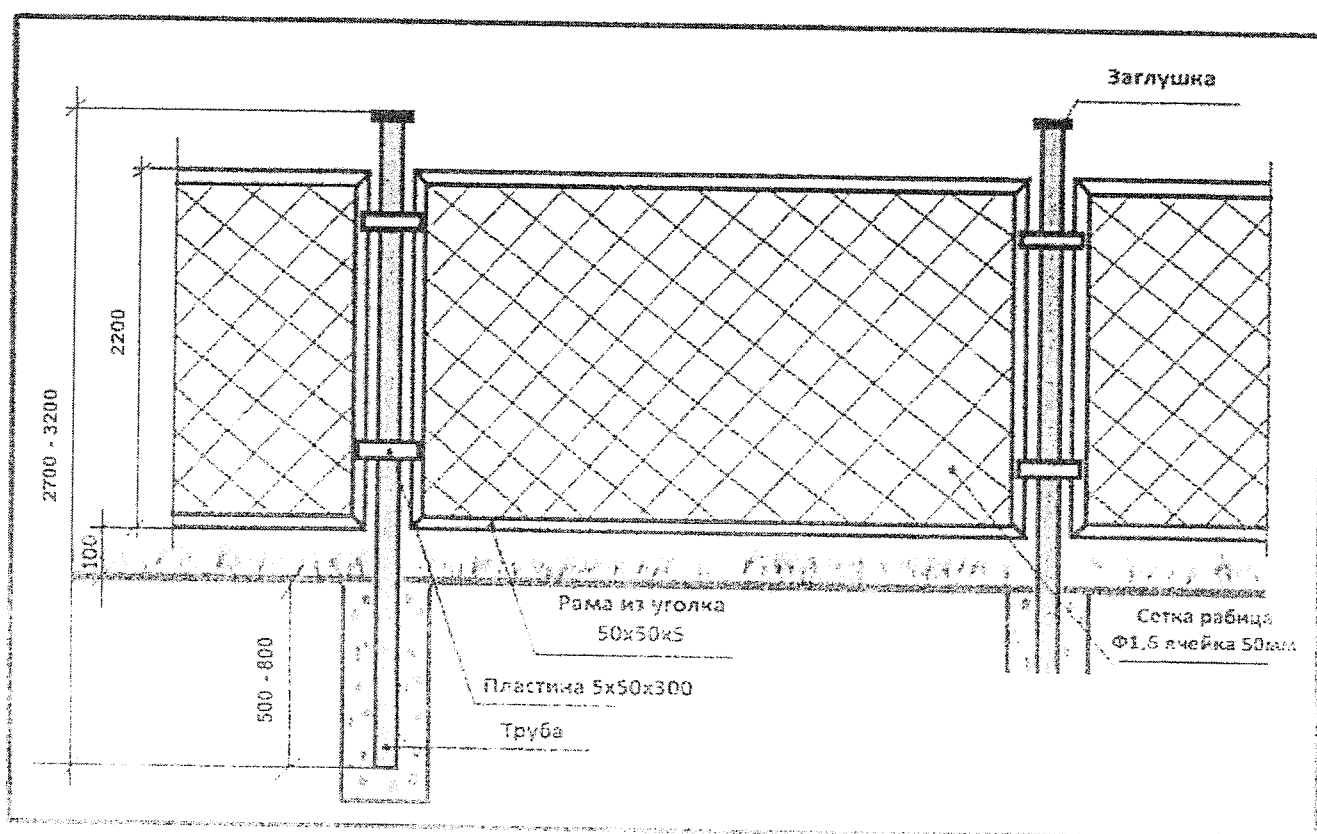
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

$D_y$  – диаметр трубопровода (мм)

$h$  – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

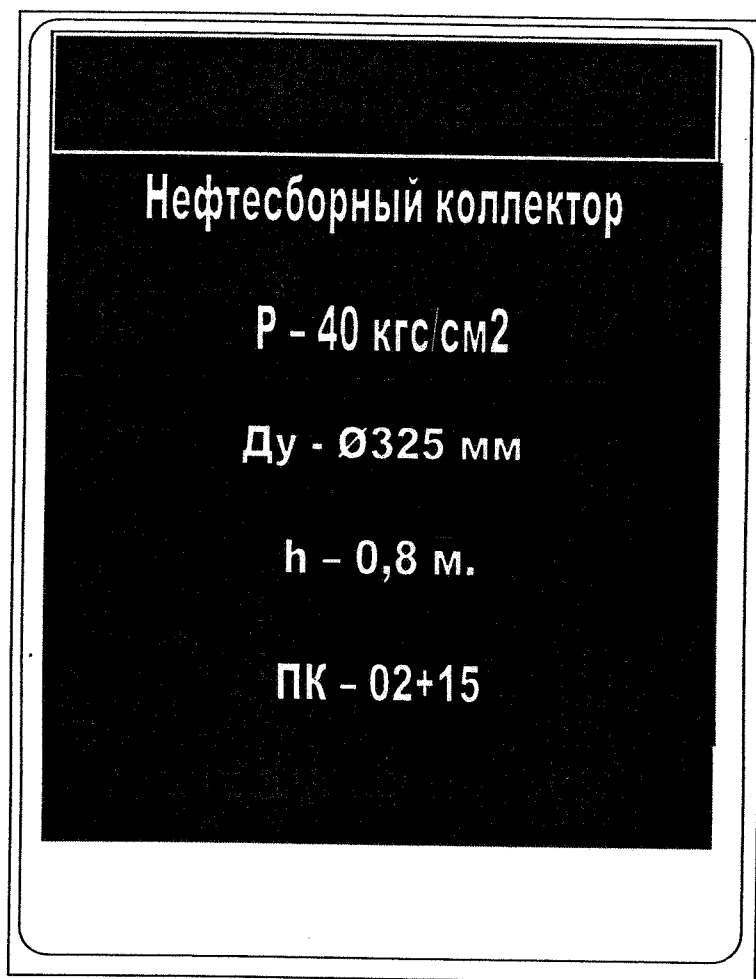
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





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

2014 г.

№ ВКС- 2964  
от 2014г.

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-61  
Покамасовского м/р, КП-80 Тайлаковского м/р.

Приложение: 1. ТУ №409-2014 от 02.12.2014г. - 3 листа в 1 экз.;  
2. ТУ №410-2014 от 02.12.2014г. - 2 листа в 1 экз.

И.о. главного энергетика



Н.Н. Сайфулин

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

03.12.14 15-1502-14  
15-2326  
03.12.14

Технические условия № 409-2014 от 02.10.2014г.  
на электроснабжение КП-61 Покамасовское м/р.

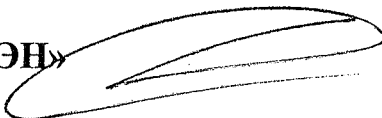
Запрашиваемая мощность – 601 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-61 Покамасовское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН».
3. Проект согласовать с ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
7. **Проектом предусмотреть:**
  - 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-61 Покамасовское м/р.
  - 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 7.4. Точки подключения: Существующие ВЛ-6кВ Ф-4,9 ПС-35/6кВ «Куст-51». Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опор в точках врезки.
  - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-51» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 7.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-61 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-61 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 7.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 7.11. 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.
  - 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
  - 7.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 7.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 7.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
  - 7.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.

- 7.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 7.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 7.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 7.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-61.
- 7.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 7.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 7.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-61 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 7.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 7.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 7.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4,9 ПС-35/6кВ «Куст-51» - на 1 листе в 1 экземпляре.

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

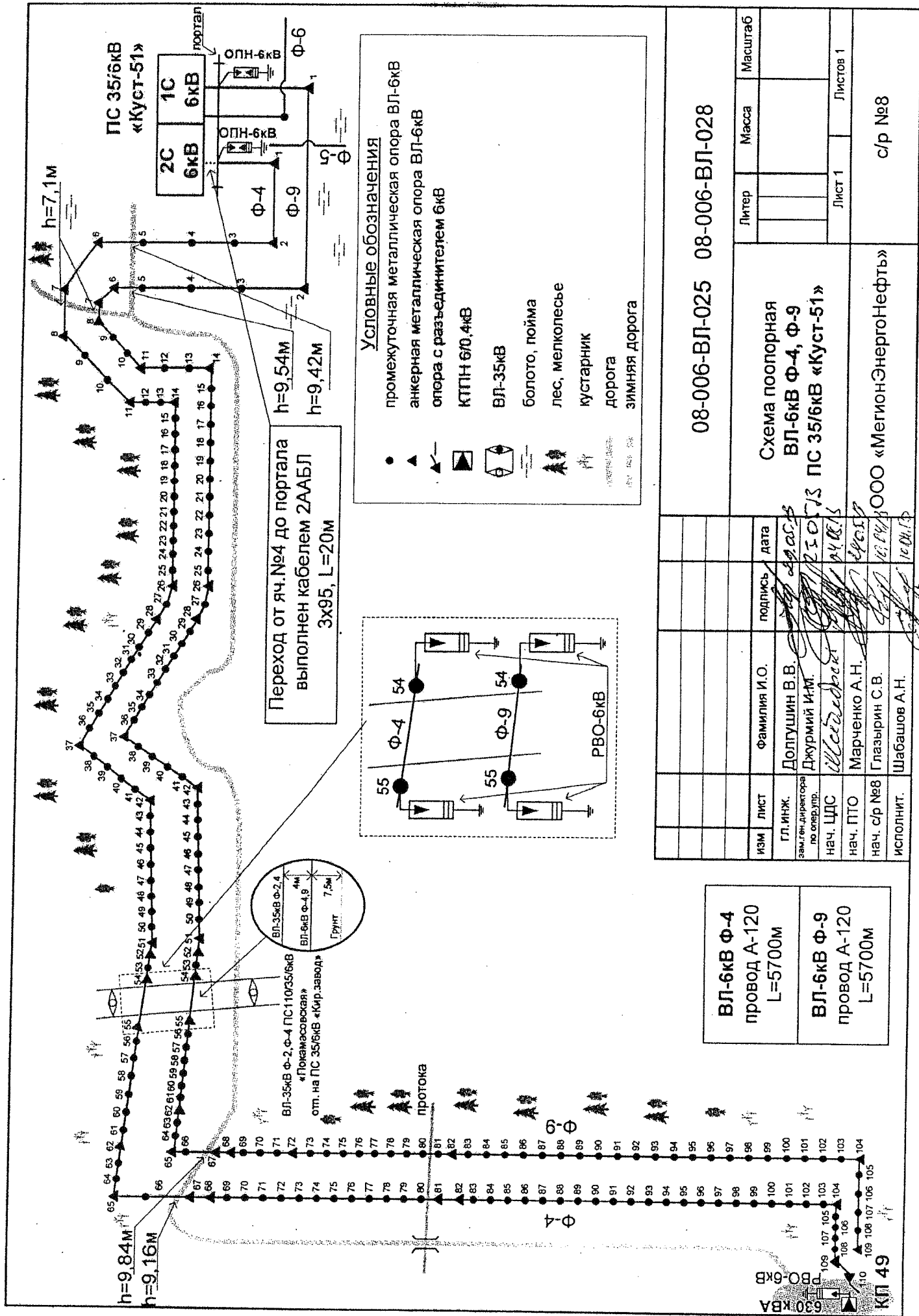


**В.В. Долгушин**

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



**В.Е. Сыровежкин**



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

10 10 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 05-437  
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 №№ 346, 157 Аганского месторождения, КП №№ 46, 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 № 346ис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.

*В. М.Б. - 2015*  
*13.10.14*

Приложение  
:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 346 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 Мегионского 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



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 61 Покамасовского месторождения

Месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Покамасовское	61	гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
		нагн	Ю1	30	14	45
		гор с МГРП	Ю1	70	32	45
Сумма				640	293	
Ср. Q				53	24	

**Основные показатели разработки КП № 61 Покамасовского месторождения**

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
1.1	Общий фонд скважин, шт	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	8	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	34,6	61,3	55,2	49,7	44,7	40,2	37,4	35,5	33,8	32,1
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	76,3	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. т	33,0	146,0	182,5	182,5	183,0	182,5	182,5	182,5	183,0	182,5
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,04	5,40	4,86	4,37	3,93	3,54	3,29	3,13	2,97	2,82

Начальник ОПиМПП

Горбань А.М.

Проектные данные по КП № 61 Покамасовского месторождения

№ п/п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи			объем закачки	Давление нагн	Газо-содерж-е	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	с отработ	нагн	водозаб	жидк	нефти					
							без отработ		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
Аганское НГДУ															
1	Покамасовское	61	Ю1	12	7	5	0	0	640	293	500	190	88	90	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	7	5	0	0							

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМиППР ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.



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 ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

8 МБ-2100  
17.10.14

Перечень скважин КП №61 Покамасовского 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
Покамасовское	***	61	гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
	***		гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю1	30	14	45	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю1	30	14	45	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю1	30	14	45	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю1	30	14	45	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю1	30	14	45	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю1	70	32	45	ЭЦНС-80-2500	63
				Сумма	640	294			
				Ср. Q	53	25			

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

20 октября 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АМ-2862  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым площадкам*

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

Система координат 1963г.

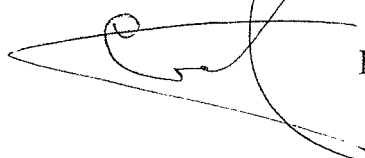
№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	61	Покамасовское	770741	645555	180°.

Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования



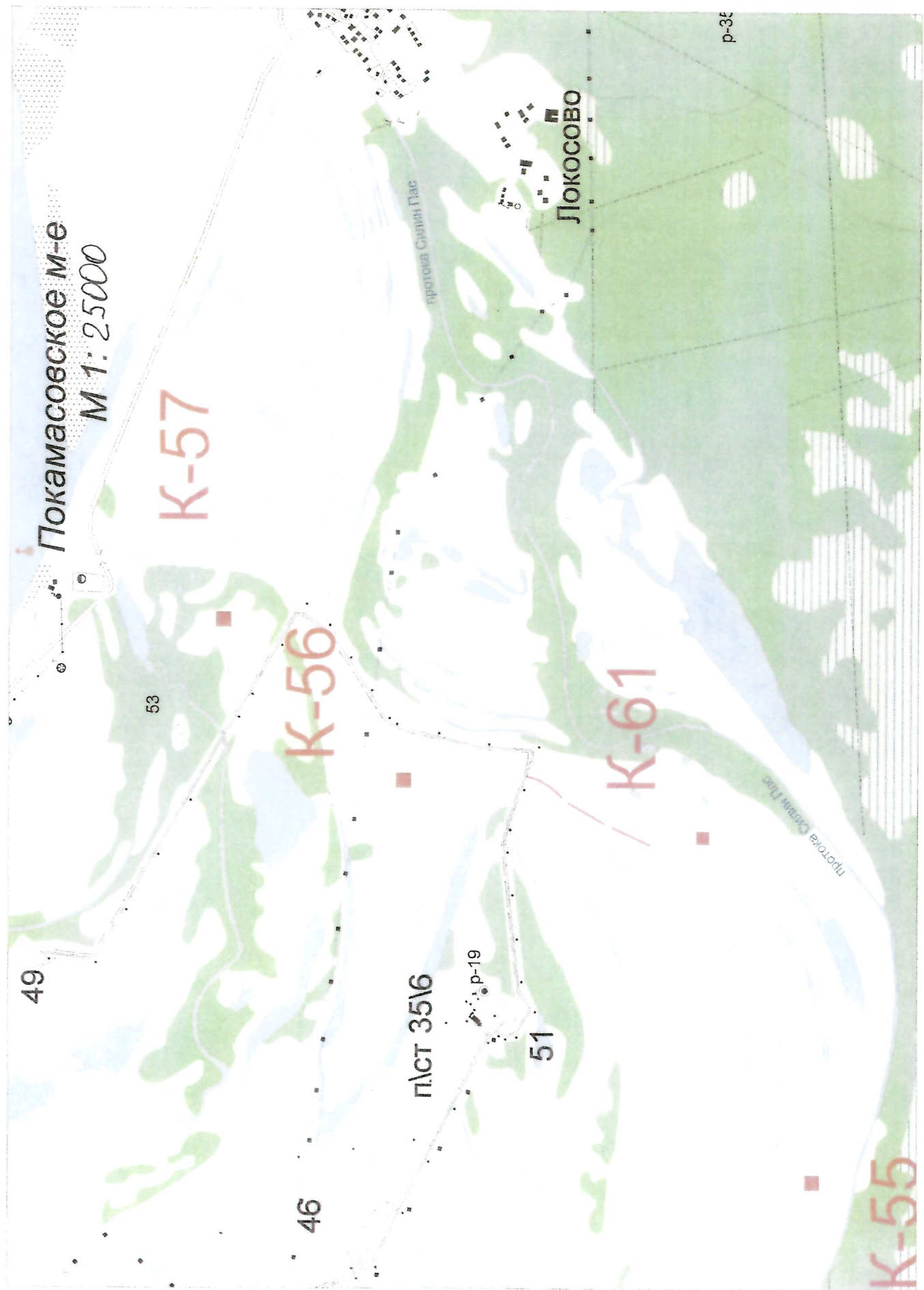
А. А. Новичков



М. Ф. Старицын

Исп. Данченко О. Н.  
Тел. 46-991

bx 115-2188  
31.10.14





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, сообщая 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 -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $1200\text{м}^3$ ;
2. КП № 34бис, 157, 176 Аганское м/р – гор -  $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
3. КП № 117, 119 Северо-Покурское м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $2000\text{м}^3$ ;
4. КП № 64 Мегионское м/р – гор- $1500\text{м}^3$ , н/н -  $1200\text{м}^3$ ;
5. КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99 3-Асомкинское м/р – гор- $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
6. КП № 46 3-У-Балыжское м/р – гор- $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
7. КП № 151, 134 Тайлаковское м/р – гор- $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
8. КП № 61 Покамасовское м/р – гор- $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ .

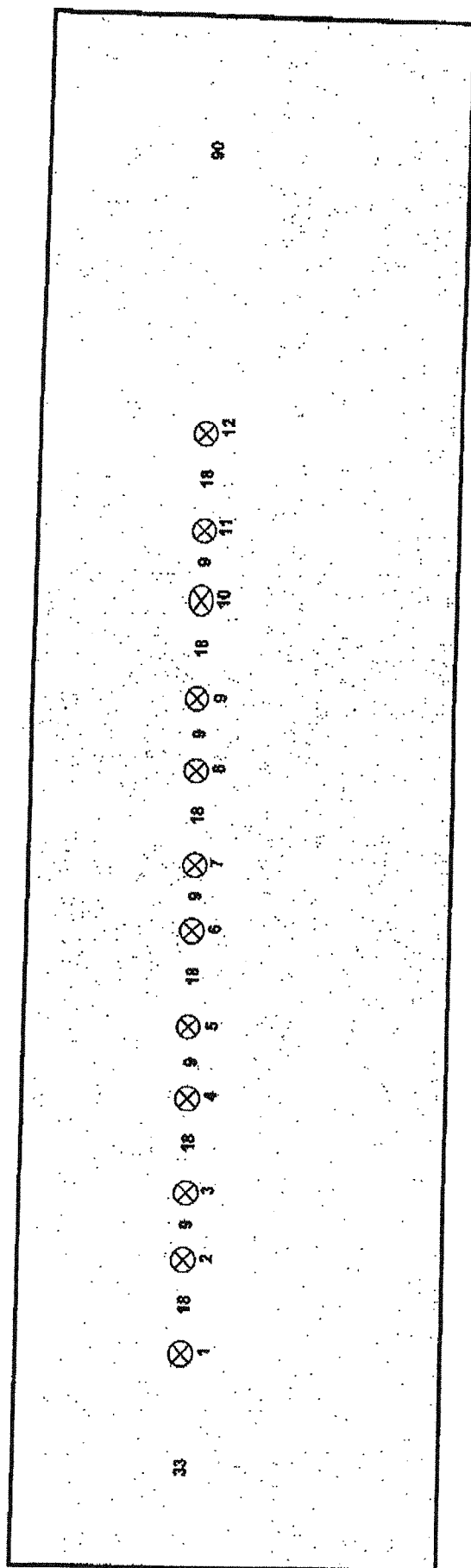
С уважением,  
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

А.Д. Шинкарев  
8(34643) 47-998



ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА  
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брюхов

Д.И. Уразов

Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ**

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

29 октября 2014 г.

На № \_\_\_\_\_

№ 21-19-1583

от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

**Начальнику Департамента по  
новым проектам технике 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;
- Мегионского м.р. КП № 64;
- Северо-Покурского м.р. КП №№ 117, 119;
- Покамасовского м.р. КП № 61.

Приложение:

Технические условия

390 л.

**Начальник отдела**

П.В. Коваленко  
тел. 4-19-76



**С.В. Наливайко**

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
**НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 61».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин 61», 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»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВНТП 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»;
- ППБО-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»;
- ТУ-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 № 61 в составе:**

- замерная установка АГЗУ;

- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- блок дозирования хим.реагента;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

### **3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин 61» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 3 Покамасовского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

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

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

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

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 3 Покамасовского месторождения Аганского НГДУ.

### **4. Функции АСУ ТП**

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

#### **Нижний уровень:**

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

#### **Верхний уровень:**

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

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

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

## 5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 61:

### 1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - о дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-KB» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
  - о цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-KB» 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-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZKM»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- 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.

### 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 ДРС-М в комплекте с регистратором Тура ТД0004,

- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);

- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;

- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 61.

### 4. 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.

## **5. Установка дозирования химреагентов УДХ**

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

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

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

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 61.**

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

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

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

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

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

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

### **Контроль давления**

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

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

#### **Контроль уровня**

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль 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-ZKM.

#### **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-ZKM.

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 металлоулав типа ГЕРДА-МГ.

## **7. Пожарная сигнализация**

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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



## 8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 61:

- 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

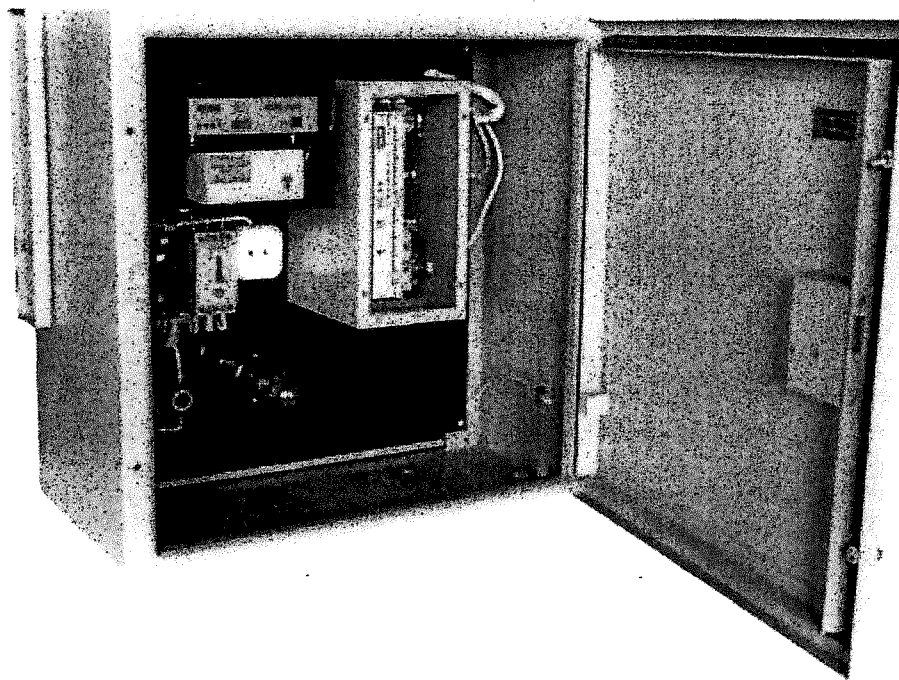
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП - 3 Покамасовского месторождения Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Покамасовского м/р. Куст скважин № 61.» до 29.10.2015г.**

Начальник ОА



С.В. Наливайко



**Станция СТК-ZK 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-ZK содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, 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-ZK 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 300

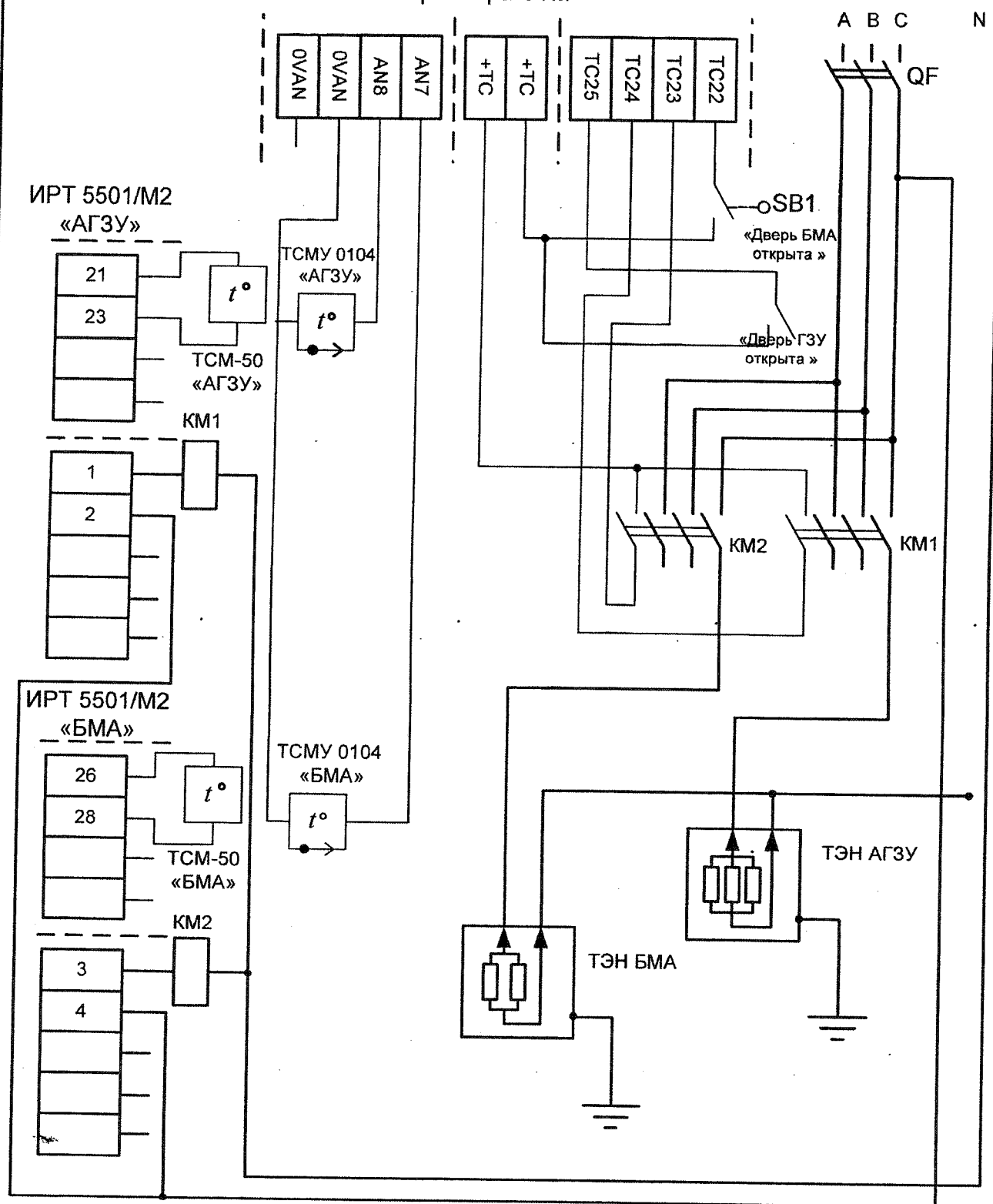
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ





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

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

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

Исх. № АК - 2141/03

«29» 10 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 61.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,4250 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 45 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
  - от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
  - расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.
- Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

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

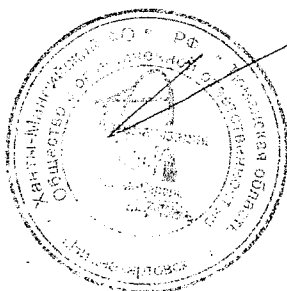
Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0877 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Покамасовского м/р. Куст скважин № 61.» до «29» 10 2015г.

Генеральный директор



А.В. Курчук



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

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

200 г. №

На № от

## РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 101-08-0877

От 04.03.2008  
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016  
(дата)

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

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

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021186 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101

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

Начальник Управления  
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков



Примечание: Настоящее разрешение без подлинника недействительно.

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 04.03.2008 № 101-08-0877

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

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

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



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

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-2, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

Основные технические характеристики оборудования сети								
Диапазон рабочих частот:		на передачу	146,0-174,0 МГц					
		на прием	146,0-174,0 МГц					
Класс излучения:		8K50F1D						
Мощность излучения АС		стационарных - до 10 Вт						

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Сургутский рн, Покамасовское месторождение 61N07 74E37	45	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		161,4250	161,4250
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		161,4250	161,4250

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



А.А. Панков

Всего прошито, пронумеровано и  
свернуто вчетверо 5 листов  
Б. ЧУЛБНИК ОТДЕЛА  
М. Б. ГРИГОРЬЕВА



**«Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №61»**  
(полное наименование объекта)

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

№ n/n	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Куст скважин №61 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ИПД.	
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>Нефтеcбор от куста скважин №61 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 №61</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	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 №61</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин №61</b>			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	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 категории ОПОМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

**Покамасовское месторождение**  
**Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub>**

Наименование	ЮВ <sub>1</sub>
Средняя глубина залегания, м	2951
Тип залежи	пластово-сводовый
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	150347
Средняя общая толщина, м	15,4
Средняя эффективная толщина, м	8,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,8
Пористость, %	19.0-20.0
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,66
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,62
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	49,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,53
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,5
Начальная пластовая температура, °С	92
Начальное пластовое давление, МПа	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с	0,83
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,729
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,843
Абсолютная отметка ВНК, м	- 2685 - 2690
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,246
Содержание серы в нефти, %	1
Содержание парафина, %	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,1
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	84
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа с	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,991
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /сут. МПа	14,25