

пр. 10

УТВЕРЖДАЮ:  
 Главный инженер ОАО «СН-МНГ»  
 \_\_\_\_\_ А.М. Пятаев  
 \_\_\_\_\_ 20 г.



**Задание на проектирование №01-15**  
 по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти.  
 Кусты скважин № 280, 281»

<b>1.</b>	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 280, 281
<b>2.</b>	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра. Нижневартовский район, лицензионный участок Ватинского месторождения нефти.
<b>3.</b>	<b>Основание для проектирования</b>
	БП ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на 2015г.
<b>4.</b>	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
<b>5.</b>	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
<b>6.</b>	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера
<b>7.</b>	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
<b>8.</b>	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
<b>9.</b>	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016 г.
<b>10.</b>	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
<b>11</b>	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерные изыскания для строительства кустов скважин № 280, 281 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>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 ИВР и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</li> <li>– 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</li> </ul>

	территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».
<b>12.</b>	<b>Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>
	Не требуется
<b>13.</b>	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>
	<p>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.</p> <p><b><u>Куст № 280</u></b></p> <p>1-й этап строительства: - Автодорога на куст скважин № 280;</p> <p>2-й этап строительства: - Обустройство 1-ой скважины К.280; - Нефтегазопровод К.280 – т.вр.К.189 (1-ая нитка); - ВЛ-6кВ №1 на куст скважин № 280;</p> <p>3-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.280 – т.вр.К.189 (2-ая нитка);</p> <p>4-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.189 - т.вр. К.77;</p> <p>5-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.77 - т.вр. К.145;</p> <p>6-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.145 - т.вр. К.133</p> <p>7-й этап строительства: - Нефтегазопровод т.вр.К.133 – ДНС-3</p> <p>8-й этап строительства: - Высоконапорный водовод т.вр.К.133- т.вр.К.77;</p> <p>9-й этап строительства: - Высоконапорный водовод т.вр.К.77- К.280;</p> <p>10-й этап строительства: - ВЛ-6кВ №2 на куст скважин № 280;</p> <p>11-й этап строительства: - Обустройство 2-ой скважины К.280;</p> <p>12-й этап строительства: - Обустройство 3-ей скважины К.280;</p> <p>13-й этап строительства: - Обустройство 4-ой скважины К.280;</p> <p>14-й этап строительства: - Обустройство 5-ой скважины К.280;</p> <p>15-й этап строительства: - Обустройство 6-ой скважины К.280;</p> <p>16-й этап строительства: - Обустройство 7-ой скважины К.280;</p> <p>17-й этап строительства: - Обустройство 8-ой скважины К.280;</p> <p>18-й этап строительства: - Обустройство 9-ой скважины К.280;</p> <p>19-й этап строительства: - Обустройство 10-ой скважины К.280;</p> <p>20-й этап строительства: - Обустройство 11-ой скважины К.280;</p> <p>21-й этап строительства: - Обустройство 12-ой скважины К.280;</p>

**14. Основные технико-экономические показатели**

**Куст № 280 – 12 скважины**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 280	2,10	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
ВЛ-1 6кВ на куст скважин № 280	2,10	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №2 к ТУ от 05.12.14г.).
ВЛ-2 6кВ на куст скважин № 280	2,10	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №2 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод К.280 – т.вр.К.189 (1-ая нитка);	3,90	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод К.280 – т.вр.К.189 (2-ая нитка);	3,90	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод т.вр.К.189 - т.вр. К.77	1,50	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод т.вр.К.77 - т.вр. К.145	0,80	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод т.вр.К.145 - т.вр. К.133	2,40	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).

Нефтегазопровод т.вр.К.133 – ДНС-3	2,40	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Высоконапорный водовод т.вр.К.133- т.вр.К.77	3,20	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Высоконапорный водовод т.вр.К.77- К.280	4,40	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).

Проектирование нефтегазопроводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5 к ТУ от 05.12.14г.
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6 к ТУ от 05.12.14г.
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 280

месторождение	куст	Назнач. Нагн, УС	Плант	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
Ватинское	282	гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	140	48	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>2</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	140	48	60
Сумма				1230	421	
Ср. Q				103	35	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 7 к ТУ от 05.12.14г.
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 280 представлено в Приложении № 8 к ТУ от 05.12.14г.

### **Куст № 281**

1-й этап строительства:

- Автодорога на куст скважин № 281;

2-й этап строительства:

- Обустройство 1-ой скважины К.281;
- Нефтегазопровод К.281 – т.вр.К.78 (1-ая нитка);
- ВЛ-6кВ №1 на куст скважин № 281;

3-й этап строительства:

- Нефтегазопровод т.вр.К.281 – т.вр.К.78 (2-ая нитка);

4-й этап строительства:

- Нефтегазопровод т.вр.К.78 - т.вр. К.77;

5-й этап строительства:

- Высоконапорный водовод т.вр.К.77- К.281;

6-й этап строительства:

- ВЛ-6кВ №2 на куст скважин № 281;

7-й этап строительства:

- Обустройство 2-ой скважины К.281;

8-й этап строительства:

- Обустройство 3-ей скважины К.281;

9-й этап строительства:

- Обустройство 4-ой скважины К.281;

10-й этап строительства:

- Обустройство 5-ой скважины К.281;

11-й этап строительства:

- Обустройство 6-ой скважины К.281;

12-й этап строительства:

- Обустройство 7-ой скважины К.281;

13-й этап строительства:

- Обустройство 8-ой скважины К.281;

14-й этап строительства:

- Обустройство 9-ой скважины К.281;

15-й этап строительства:

- Обустройство 10-ой скважины К.281;

16-й этап строительства:

- Обустройство 11-ой скважины К.281;

17-й этап строительства:

- Обустройство 12-ой скважины К.281;

**Куст № 281 – 12 скважины**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 281	0,60	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
ВЛ-1 6кВ на куст скважин № 281	0,60	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №2 к ТУ от 05.12.14г.).
ВЛ-2 6кВ на куст скважин № 281	1,50	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №2 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод К.281 – т.вр.К.78 (1-ая нитка);	1,10	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод К.281 – т.вр.К.78 (2-ая нитка);	1,10	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Нефтегазопровод т.вр.К.78 - т.вр. К.77	1,60	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).
Высоконапорный водовод т.вр.К.77- .К.281	2,70	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий (Приложение №1 к ТУ от 05.12.14г.).

Проектирование нефтегазопроводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении №2 к ТУ от 05.12.14г.
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №3 к ТУ от 05.12.14г.
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 281

месторождение	куст	Назв. Плат. ГС	Плат	Q <sub>пуск.</sub> м3/сут по жид	Q <sub>пуск.</sub> т/сут по нефти	%
Ватинское	281	гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
Сумма				1230	421	
Ср. Q				103	35	

#### 15. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в Приложении №7 к ТУ от 05.12.14г.
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89\*10 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в Приложении №1 к ТУ от 05.12.14г.
- Требования к организации системы ППД кустов №№ 280,281 Ватинского месторождения: Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 120 кг/см<sup>2</sup>, при необходимости проработать проектное решение по достижению проектного давления нагнетания.
- 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), в границах водоохранных зон, 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).

- 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
- Предусмотреть 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).
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6).
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросаемые ограждающие конструкции (СП 4.13130.2013 п.6.2.5).
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Перед входом в ГЗУ выполнить графариетом предупредительную надпись



	<p>«Перед входом провентилировать в течении 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-0,6,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 0,6М-02,М-05,М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).</p> <p>- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02,М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).</p> <p>- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ 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> <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.</li> <li>– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908)</li> <li>– В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении. (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</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>16.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<p>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.</p> <p>Новое строительство</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Кустовые площадки №280,281 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4</li> </ul>

	<p>метра. (ППБ в Лесах п.19).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений 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>17.</b>	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов» и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНИП 12-03-2001, СНИП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
<b>18.</b>	<p><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></p>
	<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 Нижнеобским территориальным управлением по рыболовству.</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> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей».</li> </ul>
<b>19.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России.</li> <li>– Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>20.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<b>21.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>22.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 Технические условия для разработки ПСД по объекту «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Кусты скважин №280, 281» от 10.12.14г.;</p> <p>Приложение № 2 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;</p>
<b>23.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта</li> </ul>
<b>24.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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</li> </ul>
<b>25.</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 «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>26.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика.</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате excel.</li> <li>– При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика;</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).</li> </ul>

27.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации;</li> <li>– Расчет стоимости работ включить в состав пояснительной записки (согласно расчета договорной цены строительства объекта «базисно-индексный метод» - запросить дополнительно)</li> <li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.xml, *.arp, *.xls.).</li> </ul>
28.	<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> </ul>
29.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
30.	<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>– 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 Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей».</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
31	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>– 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> </ul>

- При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика. Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:

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

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

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

Исполнитель:  
Ведущий инженер отдела организации ПИР



О.А. Плешко

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование № 01-15 по объекту**  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Кусты скважин № 280, 281»**

<p>Начальник УКСиРО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Лещенко Е.В.      "   "   2015г.</p>	<p>Директор по капитальному строительству</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Николаев Д.А.      "   "   2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Тухфатуллин И.Г.      "   "   2015г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Мережкин Р.А.      "   "   2015г.</p>
<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бабкин С.Н.      " 06 " 01 2015г.</p>	<p>Зам. главного инженера</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Седякин А.С.      "   "   2015г.</p>



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 Ватинского месторождения нефти.  
Кусты скважин №№ 280,281».

1.	<b>Наименование объекта</b>		
	Обустройство Ватинского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 280,281.		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Ватинский лицензионный участок		
3.	<b>Основание для проектирования</b>		
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».		
4.	<b>Заказчик</b>		
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).		
5.	<b>Вид строительства</b>		
	Капитальное строительство.		
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>		
	2016 г.		
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.		
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>		
	<b><u>Куст скважин № 280 – 12 скважин:</u></b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 280	2,10	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №280 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,10	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №280 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,10	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.280-т.вр.к.189 (1-ая нитка) (Приложение №1)	3,90	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.280-т.вр.к.189 (2-ая нитка) (Приложение №1)	3,90	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.189-т.вр.к.77 (Приложение №1)	1,50	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.77-т.вр.к.145 (Приложение №1)	0,80	Возможна корректировка

Нефтегазопровод т.вр.к.145-т.вр.к.133 (Исх. № 1)	2,40	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.133-ДНС-3 (Исх. № 1)	2,40	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.133 – т.вр.к.77 (Исх. № 1)	3,20	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.77 - к.280 (Исх. № 1)	4,40	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 280

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	280	гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
Сумма				1230	421	
Ср. Q				103	35	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 280 представлено в Приложении № 4.

**Куст скважин № 281 – 12 скважин:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 281	0,60	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №281 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации	0,60	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №281 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации	1,50	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.281-т.вр.к.78 (1-ая нитка)	1,10	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.281-т.вр.к.78 (2-ая нитка)	1,10	Возможна корректировка





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

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

По блокам ГЗУ и БМА:

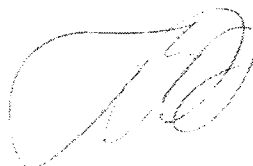
- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВИПН 3-85) 12/111.430.170/567-87

	<p>п.4.6.);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;</li> <li>– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*: МУ 2.2.4.706-98);</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.</li> </ul> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <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>– Кустовые площадки №№ 280,281 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</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 .</li> <li>– 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, СП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002</li> </ul>

	(перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
12.	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> </ul>
13.	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
14.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<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.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных 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 количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Ватинского месторождения».</p>
16.	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
17.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и других установок и

	сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>— Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>— Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Ведущий инженер ОПOM ДПРПиОМ



А.И. Лузин

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин №№280,281»**

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Бессонов М.Н.                      "    "                      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>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Новичков А.А.                      "    "                      2014г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">_____ (подпись)</p> <p>Мережкин Р.А.                      "    "                      2014г.</p>

Приложение № 1  
УТВЕРЖДАЮ: К 79 от 05.12.14  
Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин  
« » 2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объекту  
**«Обустройство Ватинского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 280,281»**

1. Месторождение, район строительства	Ватинское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.280 - т.вр.к.189» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.189-т.вр.к.77» Нефтегазопровод «т.вр.к.77-т.вр.к.145» Нефтегазопровод «т.вр.к.145-т.вр.к.133» Нефтегазопровод «т.вр.к.133-ДНС-3» Нефтегазопровод «к.281 - т.вр.к.78» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.78-т.вр.к.77» Высоконапорный водовод «т.вр. к.133- т.вр.к.77» Высоконапорный водовод «т.вр. к.77- к.280» Высоконапорный водовод «т.вр. к.77- к.281»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<b>1,2 этап. Нефтегазопровод «к.280 - т.вр.к.189» (2 нитки)</b> От к.280 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 1230/421$ Давление в точке подключения – $16 \text{ кгс}/\text{см}^2$ Диаметр в точке подключения – 159мм <b>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.189-т.вр.к.77»</b> От к.280 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС- Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – $19 \text{ кгс}/\text{см}^2$ , дополнительно определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 219мм <b>4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.77-т.вр.к.145»</b> От к.280 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – $19 \text{ кгс}/\text{см}^2$ , дополнительно определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 219мм <b>5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.145-т.вр.к.133»</b> От к.280 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий. <b>6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.133-ДНС-3»</b>

	<p>От к.280 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>7,8 этап. Нефтегазопровод «к.281 - т.вр.к.78» (2 нитки)</b></p> <p>От к.281 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 1230/421</math></p> <p>Давление в точке подключения – <math>19 \text{ кгс}/\text{см}^2</math>, дополнительно определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 159мм</p> <p><b>9 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.78-т.вр.к.77»</b></p> <p>От к.281 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-3 Ватинского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – <math>19 \text{ кгс}/\text{см}^2</math>, дополнительно определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p><b>10 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.133- т.вр.к.77»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-6бис на к.280,281</p> <p>Давление в точке подключения – <math>130 \text{ кгс}/\text{см}^2</math></p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм</p> <p><b>11 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.77- к.280»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-6бис на к.280</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000</math>.</p> <p>Давление в точке подключения – <math>115 \text{ кгс}/\text{см}^2</math></p> <p>Диаметр в точке подключения – 168мм</p> <p><b>12 этап. Высоконапорный водовод «т.вр. к.77- к.281»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-6бис на к.281</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000</math>.</p> <p>Давление в точке подключения – <math>115 \text{ кгс}/\text{см}^2</math></p> <p>Диаметр в точке подключения – 168мм</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li> <li>–При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (затворами с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</li> <li>–Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали.</li> </ul>



- 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. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.
  - 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);
  - На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
  - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
  - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
  - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
  - Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
  - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода;
  - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
  - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб

б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

–В проектной документации на рабочих чертежах (план трассе) 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

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

Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н. Бессонов

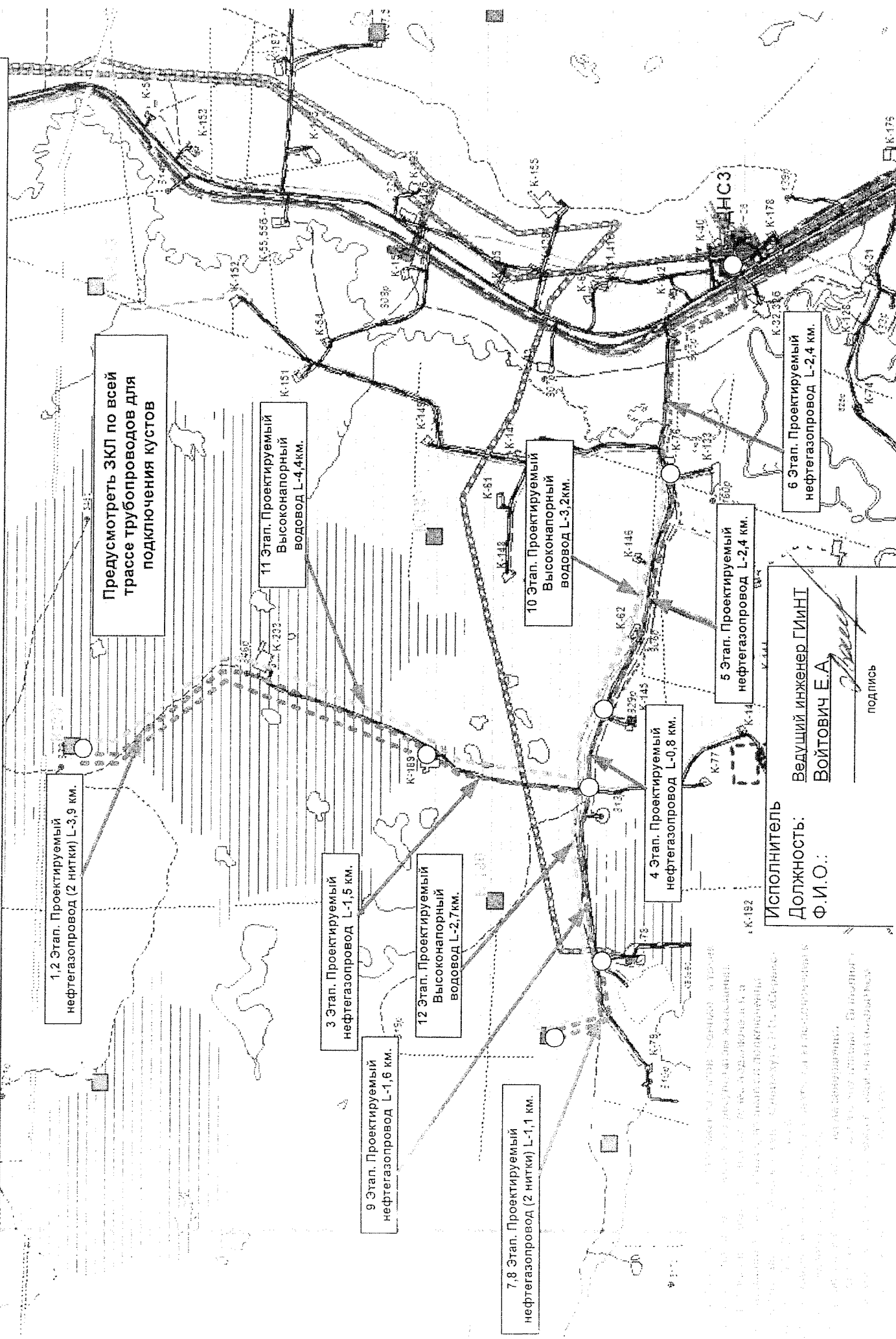
Главный инженер ВНГДУ ОАО СН-МНГ

Р.А. Мережкин

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

О.Е. Санронов





Предусмотреть ЗКП по всей трассе трубопроводов для подключения кустов

1,2 Этап. Проектируемый нефтегазопровод (2 нитки) L-3,9 км.

11 Этап. Проектируемый Высоконапорный водовод L-4,4 км.

3 Этап. Проектируемый нефтегазопровод L-1,5 км.

9 Этап. Проектируемый нефтегазопровод L-1,6 км.

12 Этап. Проектируемый Высоконапорный водовод L-2,7 км.

7,8 Этап. Проектируемый нефтегазопровод (2 нитки) L-1,1 км.

10 Этап. Проектируемый Высоконапорный водовод L-3,2 км.

4 Этап. Проектируемый нефтегазопровод L-0,8 км.

5 Этап. Проектируемый нефтегазопровод L-2,4 км.

6 Этап. Проектируемый нефтегазопровод L-2,4 км.

Исполнитель  
Должность: Ведущий инженер ГИИИТ  
Ф.И.О.: 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 производства монтажа и съема пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

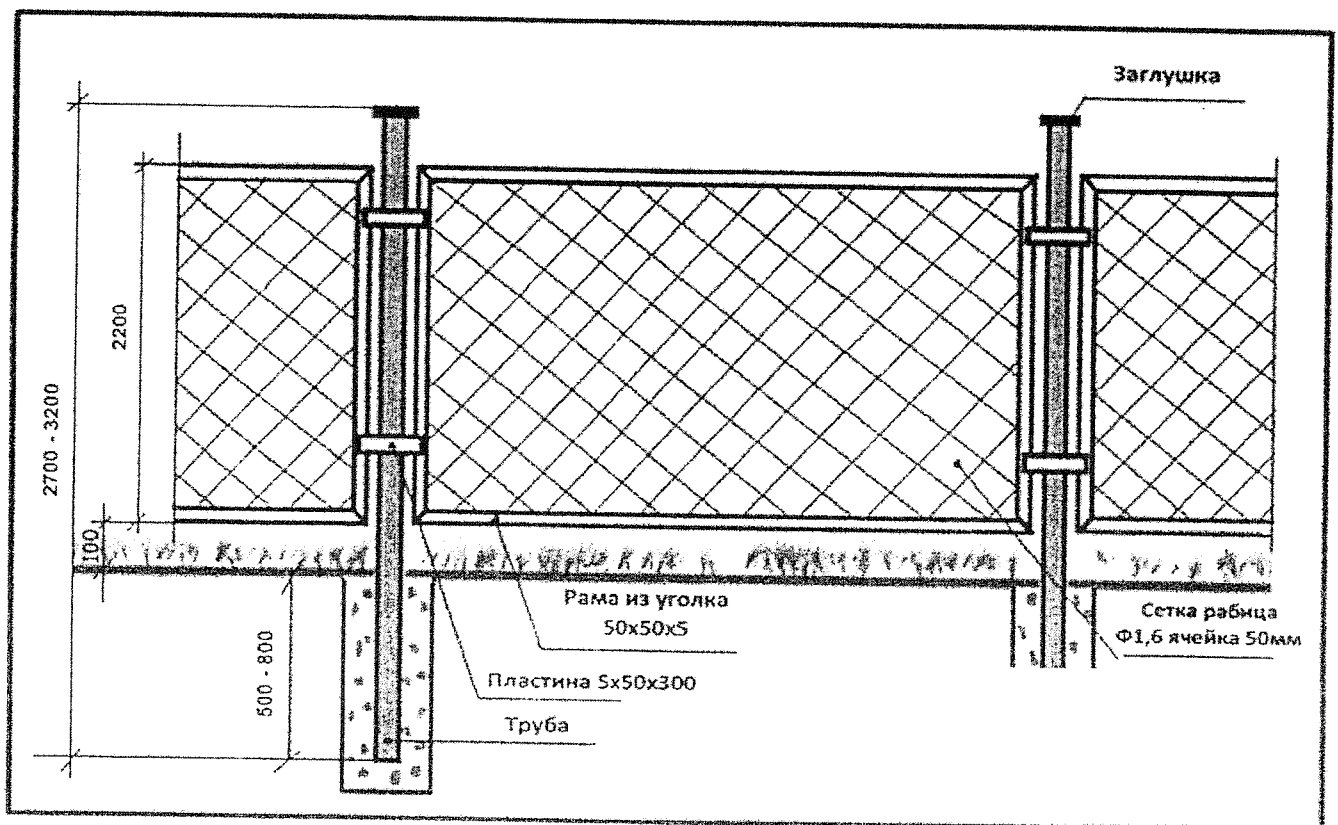
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

- Газопроводы – желтый цвет;

- Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

- Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

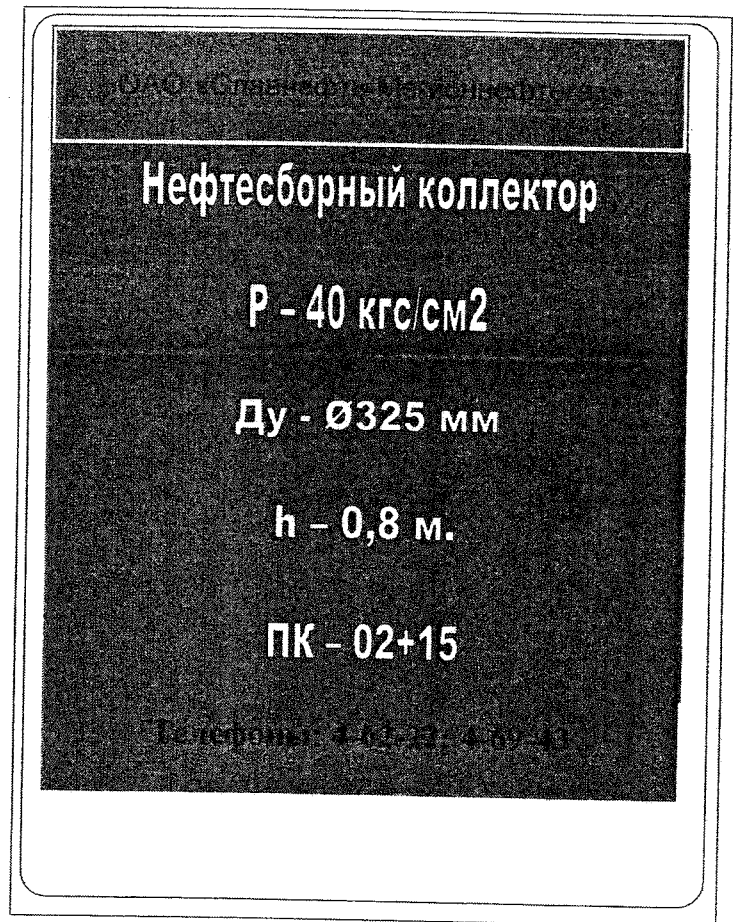
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Принято к исполнению  
к ТУ от 05.12.14

Технические условия № 392-2014 от 24.11.2014г.  
на электроснабжение КП-280 Ватинского м/р.

Запрашиваемая мощность – 601 кВт.

1. Подключение электроустановок КП-280 возможно только после выполнения технических условий №02-14/1538 от 08.06.2007г. «ТУ на электроснабжение КП-180, КП-233 Ватинского м/р», в части строительства ВЛ-6кВ №1 на КП-233.
2. Разработать проект электроснабжения КП-280 Ватинского м/р.
3. Проект согласовать с ООО «МЭН» и 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-280 Ватинского м/р.
  - 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 7.4. Точки подключения:
    - Существующая ВЛ-6кВ Ф-7 ПС-35/6кВ «Куст-78». Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
    - Проектируемая ВЛ-6кВ №1 на КП-233. Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-78» 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-280 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-280 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторах тока 300/5.
  - 7.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 7.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых 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 отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-280.
- 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-280 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-7,15 ПС-35/6кВ «Куст-78» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»

В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»

В.Е. Сыровежкин





Технические условия № 370-10/4 от 18.11.2014  
на электроснабжение КП-281 Ватинского м/р.

Запрашиваемая мощность – 601 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-281 Ватинского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-281 Ватинского м/р.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 6.4. Точки подключения:
    - Существующая ВЛ-6кВ Ф-16 ПС-35/6кВ «Куст-78». Номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
    - Резервная ячейка №5 ПС-35/6кВ «Куст-78».
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-78» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-281 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. Пункт АВР-6кВ на КП-281 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стел-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
  - 6.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчевала.
  - 6.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-

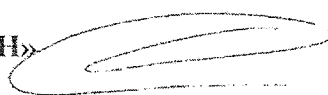
6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.

- 6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 6.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 6.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первых отпасах и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-281.
- 6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи шпильчатых зажимов.
- 6.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-281 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-16 ПС-35/6кВ «Куст-78» - на 1 листе в 1 экземпляре.

2. Однолинейная схема ПС-35/6кВ «Куст-78» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



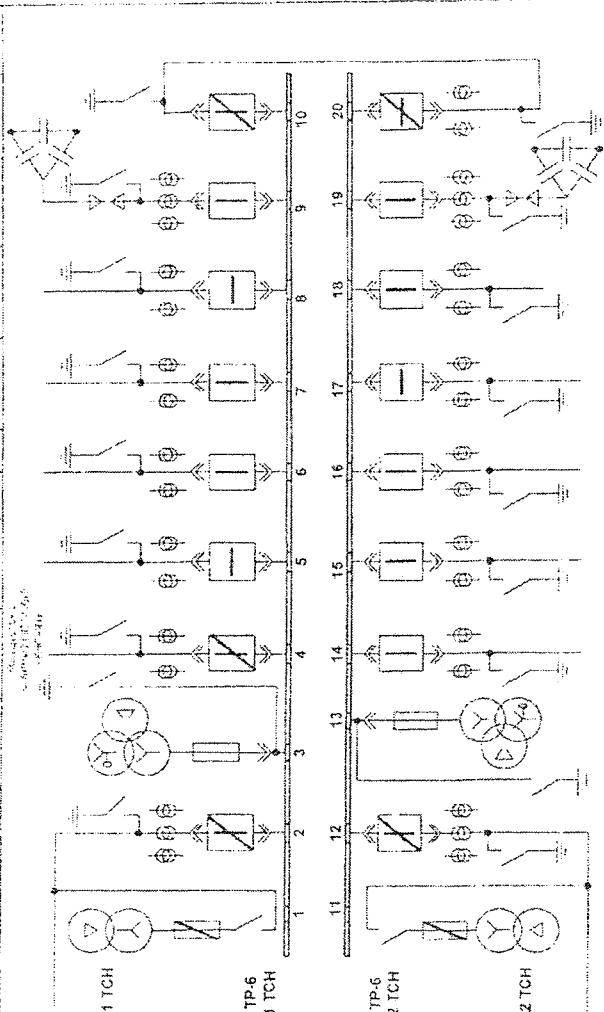
В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровосжкин

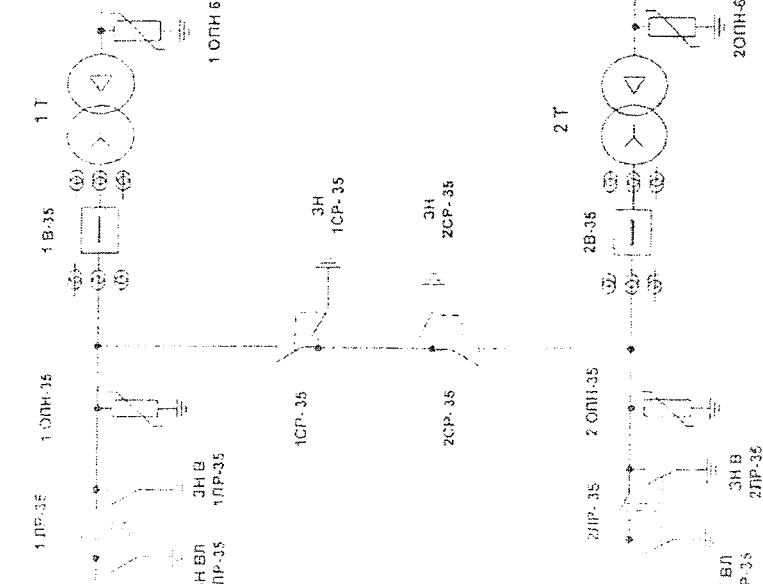
ЯЧ-1	ЯЧ-2	ЯЧ-3	ЯЧ-4	ЯЧ-5	ЯЧ-6	ЯЧ-7	ЯЧ-8	ЯЧ-9	ЯЧ-10	Присоединение
OW III 10/6 12 kV 630 A TONSB 63/10	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	530A	Вывод на трансформатор
1 TCH 63 kVA	600/5	VSKI-105 6000/100V 100/1A	300/5	300/5	200/5	150/5	200/5	100/5		ГТ(ТН)
								СБЛУ 3X35 5 M		Кабель
								Резерв 1 БСК 450 кВар	СР-6	Присоединение



ЯЧ-11	ЯЧ-12	ЯЧ-13	ЯЧ-14	ЯЧ-15	ЯЧ-16	ЯЧ-17	ЯЧ-18	ЯЧ-19	ЯЧ-20	Присоединение
OW III 10/6 12 kV 630 A TONSB 63/10	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	Вывод на трансформатор
2 TCH 63 kVA	600/5	VSKI-105 6000/100V 100/1A	200/5	150/5	200/5	150/5	200/5	100/5	600/5	ГТ(ТН)
								СБЛУ 3X35 5 M		Кабель
								Резерв 2 БСК 150 кВар	СР-6	Присоединение

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Дата	Подпись	Лист
04-035-ПС-012	ПС 35/6 кВ "Куст-78"	Домашин В.В.	15.08.20	15.08.20	Лист
		Петров А.Ю.	15.08.20	15.08.20	Лист
		Марченко А.Н.	15.08.20	15.08.20	Лист
		Грозан Н.Н.	15.08.20	15.08.20	Лист
		Шаталов А.В.	15.08.20	15.08.20	Лист
		Высший			СР №4

РНДЗ-2-35	ОМНС-35	РНДЗ-1-35	ТБ-150/5	С-35М-630-10	ПН-67	ТБ-150/5	ТОО-4000/35	Ука 6.44%	ОМН-6
-----------	---------	-----------	----------	--------------	-------	----------	-------------	-----------	-------

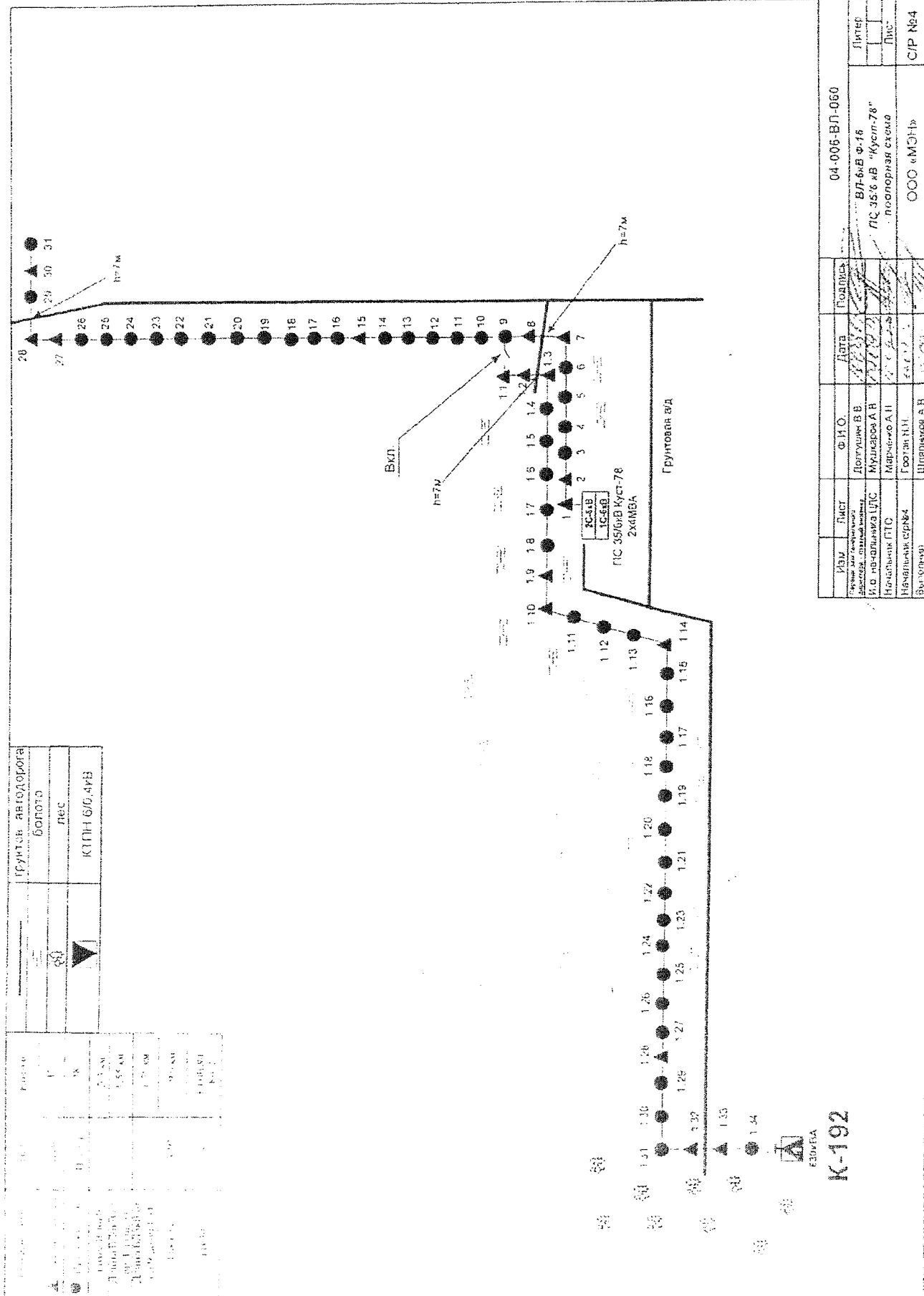


РНДЗ-2-35	ОМНС-35	РНДЗ-1-35	ТБ-150/5	С-35М-630-10	ПН-67	ТБ-150/5	ТОО-4000/35	Ука 6.35%	ОМН-6
-----------	---------	-----------	----------	--------------	-------	----------	-------------	-----------	-------

ВСК-24	ЯЧ № 2, 12
ВСК-23	ЯЧ № 4, 5, 6, 7, 8, 9, 14, 15, 17, 18, 19, 20
ВМВРЗС 120 В/16	ЯЧ № 10
АВК-10	
ВСК-105	ЯЧ № 3, 13

Грунтовая характеристика	
Грунт	Болото
Пес	пес
КТПН 6/0.4ВБ	

Грунт	Болото
Пес	пес
КТПН 6/0.4ВБ	



Изм.	Лист	Ф.И.О.	Дата	Подпись	04-006-ВЛ-080
1	1	Долгушин В.В.	12.12.12		ВЛ-6.ВБ Ф.16
2	2	Мухомов А.В.	12.12.12		ПГС 35/0.6ВБ "Куст-78"
3	3	Мухомов А.В.	12.12.12		подпорная стена
4	4	Горбань Н.И.	12.12.12		ООО «МОН»
5	5	Широков А.В.	12.12.12		С/Р №4

К-192



Принято  
к 74 от 08.12.14

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

На № \_\_\_\_\_ 2014г.

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

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИТ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 34б, 157 Аганского месторождения, КП №№ 4б, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 34бис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.

В.А. Бессонов  
12.12.14

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

Динамика основных показателей разработки КП № 281 Ватинского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 281										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
1.2	в т. ч. - добывающих	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
1.3	- нагнетательных	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1.4	- водоизборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	Добыча нефти, тыс. т	42	70	43	41	39	38	37	36	35	34
1.6	Добыча жидкости, тыс. т	183	445	449	449	450	449	449	449	450	449
1.7	Закачка рабочего агента, тыс. м3	219	365	365	365	365	365	365	365	365	365
1.8	Ресурсы газа, млн.м3	5,0	8,3	5,2	4,9	4,7	4,6	4,4	4,3	4,2	4,1

Начальник отдела ОПиМР

А.М. Горбань



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 281 Ватинского  
месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	281	гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
Сумма				1230	421	
Ср. Q				103	35	

Проектные данные по КП № 281 Ватинского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Плат	Кол-во скважин						объем добычи			Давление нагн атм	Газо-содерж-е атм	Пл. темп-ра град
				цесто	добыв	нагн		подозаб	жидк мл/сут	нефти т/сут	закачки м³/сут				
						с отрабо	без отрабо								
Ватинское НГДУ															
1	Ватинское	281	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	12	7	5	0	0	0	1230	421	1000	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> - 120	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> - 120	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> - 120
Итого по месторождению				12	7										

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМИПР ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 280 Ватинского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КП № 280											
1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
1.1	в т.ч. - действующих	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- на пестельных	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	42	70	43	41	39	38	37	36	35	34
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	183	445	449	449	450	449	449	449	450	449
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	219	365	365	365	365	365	365	365	365	365
1.5	Ресурсы газа, млрд.м3	5,0	8,3	5,2	4,9	4,7	4,6	4,4	4,3	4,2	4,1

Начальник отдела ОПиМР



А.М. Горбунь

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 280 Ватинского  
месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. г/сут по нефти	%
Ватинское	280	гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
		нагн	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	50	17	60
		гор 2ств	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	140	48	60
Сумма				1230	421	
Ср. Q				103	35	

Проектные данные по КП № 280 Ватинского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи			объем закачки нефти м³/сут	Давление нагн атм	Газо-содерж-е м³/м³	Пл. темп-ра град
				всего	добыв	с отрабо	нагн	водоаб	жидк м³/сут					
Ватинское НГДУ														
1	Ватинское	280	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	12	7	5	0	0	1230	421	1000	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> -120	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> -120	
1	Итого по месторождению			12	7									

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Начальник ОМППР 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 ТОПОДНГ ДЦНГ

Н.Р. Шамсутдинов

17 10 2014  
14-151

Перечень скважин КП №280 Ватинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид-ти	Qпуск, т/сут по нефтя	%	Планируемый насос	Мощность, ПЭД, кВт
Ватинское	***	280	гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
					Сумма	421			
					Ср. Q	103	35		

Перечень скважин КП №281 Ватинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут во жид-ти	Qпуск, т/сут во нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Ватинское	***	281	гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
				Сумма	1230	421			
				Ср. Q	103	35			



лав ешть

Приложение №5  
к 74 от 03.12.14

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

20 октября 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АН-2258  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику ДПРПО  
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.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Y	
1.	281	Ватинское	779222	383535	260°.

Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старшын

Итого: 1 шт.

10.10.14