

УТВЕРЖДАЮ:

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Главный инженер

А. М. Пятаев

201 \_ г.



**Задание на проектирование  
«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.  
Кусты скважин № 21, № 24».**

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Кусты скважин № 21, № 24.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нефтеюганский район, Западно-Усть-Балыкский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2015 г. - 2016 г.
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 кустовых площадок № 21, № 24, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметры), 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>– Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;</li> <li>– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный</li> </ul>

	<p>план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 11-103-97, СП 47.13330.2012.</p>							
12.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>							
	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый объект, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>							
13.	<b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b>							
	<b><u>Куст № 21 – 24 скважины</u></b>							
	<b>1-й этап строительства - «Автодорога на куст скважин № 21».</b>							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Автодорога на куст скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)</td><td>4,6</td><td>Возможна корректировка после утверждения Акта выбора</td></tr> </tbody> </table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,6	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора	
Наименование участка	Длина, км	Примечание						
Автодорога на куст скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,6	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора						
	<b>2-й этап строительства - «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 21» (основная линия) - согласно техническим условиям энергоснабжающей организации (Приложение №1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.).</b>							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)</td><td>4,6</td><td>Возможна корректировка после утверждения Акта выбора</td></tr> </tbody> </table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,6	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора	
Наименование участка	Длина, км	Примечание						
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,6	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора						
	– «Нефтегазопровод от куста скважин № 21 до точки врезки в нефтегазопровод с куста скважин № 9».							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Нефтегазопровод от куста скважин № 21 до точки врезки в нефтегазопровод с куста скважин № 9 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка после утверждения Акта выбора</td></tr> </tbody> </table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод от куста скважин № 21 до точки врезки в нефтегазопровод с куста скважин № 9 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	0,2	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора	
Наименование участка	Длина, км	Примечание						
Нефтегазопровод от куста скважин № 21 до точки врезки в нефтегазопровод с куста скважин № 9 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	0,2	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора						
	– «Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 21 до точки врезки куста скважин № 3».							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 21 до точки врезки куста скважин № 3 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)</td><td>4,2</td><td>Возможна корректировка после утверждения Акта выбора</td></tr> </tbody> </table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 21 до точки врезки куста скважин № 3 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,2	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора	
Наименование участка	Длина, км	Примечание						
Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 21 до точки врезки куста скважин № 3 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,2	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора						
	– «Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 3 до точки врезки кустов скважин № 1, № 1бис».							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 3 до точки врезки кустов скважин № 1, № 1бис (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)</td><td>4,5</td><td>Возможна корректировка после утверждения Акта выбора</td></tr> </tbody> </table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 3 до точки врезки кустов скважин № 1, № 1бис (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,5	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора	
Наименование участка	Длина, км	Примечание						
Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 3 до точки врезки кустов скважин № 1, № 1бис (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,5	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора						
	– «Нефтегазопровод от точки врезки кустов скважин № 2, № 7 до точки врезки кустов скважин № 1, № 2».							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Нефтегазопровод от точки врезки кустов скважин № 2, № 7 до точки врезки кустов скважин № 1, № 2 (Приложение № 1.1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)</td><td>4,0</td><td>Возможна корректировка после утверждения Акта выбора</td></tr> </tbody> </table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод от точки врезки кустов скважин № 2, № 7 до точки врезки кустов скважин № 1, № 2 (Приложение № 1.1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,0	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора	
Наименование участка	Длина, км	Примечание						
Нефтегазопровод от точки врезки кустов скважин № 2, № 7 до точки врезки кустов скважин № 1, № 2 (Приложение № 1.1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,0	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора						
	Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами							



добычи жидкости.

– «Обустройство 1-ой скважины куста скважин № 21»

Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 6 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 7 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 21:

№ п/п	Месторождение	Куст	Назначение Нагн., ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. м3/сут по нефти	%
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Западно-Усть- Балыкское, р-н 3006р	21	гор, МГРП	БС10	120	59	45
2			гор, МГРП	БС10	107	53	45
3			гор, МГРП	БС10	105	52	45
4			гор, МГРП	БС10	95	47	45
5			гор, МГРП	БС10	87	43	45
6			гор, МГРП	БС10	85	42	45
7			гор, МГРП	БС10	85	42	45
8			гор, МГРП	БС10	82	40	45
9			гор, МГРП	БС10	82	40	45
10			нагн	БС10	36	17	45
11			нагн	БС10	35	17	45
12			нагн	БС10	34	17	45
13			нагн	БС10	33	16	45
14			нагн	БС10	24	12	45
15			нагн	БС10	24	12	45
16			нагн	БС10	23	11	45
17			нагн	БС10	23	11	45
18			гор, МГРП	БС10	82	40	45
19			гор, МГРП	БС10	82	40	45
20			гор, МГРП	БС10	24	12	45
21			нагн	БС10	24	12	45
22			нагн	БС10	24	12	45
23			водоз	ПК			
24			водоз	ПК			
				Сумма	1316	647	
				Ср.Q	60	29	

Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

Планируемое погружное оборудование куста скважин № 21 представлено в Приложении № 5 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

**3-й этап строительства** – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 21» (резервная линия) - согласно техническим условиям энергоснабжающей организации (Приложение № 7 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.).

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 21 (Приложение № 7 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	4,6	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

**4-й этап строительства** – вторая скважина.

- 5-й этап строительства – третья скважина.
- 6-й этап строительства – четвертая скважина.
- 7-й этап строительства – пятая скважина.
- 8-й этап строительства – шестая скважина.
- 9-й этап строительства – седьмая скважина.
- 10-й этап строительства – восьмая скважина.
- 11-й этап строительства – девятая скважина.
- 12-й этап строительства – десятая скважина.
- 13-й этап строительства – одиннадцатая скважина.
- 14-й этап строительства – двенадцатая скважина.
- 15-й этап строительства – тринадцатая скважина.
- 16-й этап строительства – четырнадцатая скважина.
- 17-й этап строительства – пятнадцатая скважина.
- 18-й этап строительства – шестнадцатая скважина.
- 19-й этап строительства – семнадцатая скважина.
- 20-й этап строительства – восемнадцатая скважина.
- 21-й этап строительства – девятнадцатая скважина.
- 22-й этап строительства – двадцатая скважина.
- 23-й этап строительства – двадцать первая скважина.
- 24-й этап строительства – двадцать вторая скважина.
- 25-й этап строительства – двадцать третья скважина.
- 26-й этап строительства – двадцать четвертая скважина.

**Куст № 24 – 24 скважины**

**1-й этап строительства - «Автодорога на куст скважин № 24».**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 24 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	2,0	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

**2-й этап строительства - «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 24» (основная линия) - согласно техническим условиям энергоснабжающей организации (Приложение №1 ТУ №**





ИТ-118 от 17.04.14 г.).

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 24 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	3,4	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

– «Нефтегазопровод от куста скважин № 24 до точки врезки в нефтегазопровод с куста скважин № 9».

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод от куста скважин № 24 до точки врезки в нефтегазопровод с куста скважин № 9 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	2,0	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

– «Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 24 до точки врезки куста скважин № 21».

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод от точки врезки куста скважин № 24 до точки врезки куста скважин № 21 (Приложение № 1 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	3,2	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

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

– «Обустройство 1-ой скважины куста скважин № 24»

Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 6 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 7 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 24:

№ п/п	Месторождение	Куст	Назначение Нагн., ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. м3/сут по нефти	%
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Западно-Усть- Балыкское, р-н 3006р	24	гор, МГРП	БС10	128	63	45
2			гор, МГРП	БС10	126	62	45
3			гор, МГРП	БС10	125	51	45
4			гор, МГРП	БС10	110	54	45
5			гор, МГРП	БС10	103	50	45
6			гор, МГРП	БС10	85	42	45
7			гор, МГРП	БС10	82	40	45
8			нагн	БС10	36	18	45
9			нагн	БС10	35	17	45
10			нагн	БС10	35	17	45
11			нагн	БС10	34	17	45
12			нагн	БС10	30	15	45
13			нагн	БС10	30	15	45
14			нагн	БС10	22	11	45
15			гор, МГРП	БС10	110	54	45
16			гор, МГРП	БС10	103	50	45
17			гор, МГРП	БС10	85	42	45
18			гор, МГРП	БС10	82	40	45
19			нагн	БС10	34	17	45

 5

20			нагн	БС10	30	15	45
21			нагн	БС10	30	15	45
22			нагн	БС10	22	11	45
23			водоз	ПК			
24			водоз	ПК			
				Сумма	1475	725	
				Ср.Q	67	33	

Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

Планируемое погружное оборудование куста скважин № 24 представлено в Приложении № 5 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.

**3-й этап строительства** – «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 24» (резервная линия) - согласно техническим условиям энергоснабжающей организации (Приложение № 7 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.).

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 24 (Приложение № 7 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.)	3,4	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

**4-й этап строительства** – вторая скважина.

**5-й этап строительства** – третья скважина.

**6-й этап строительства** – четвертая скважина.

**7-й этап строительства** – пятая скважина.

**8-й этап строительства** – шестая скважина.

**9-й этап строительства** – седьмая скважина.

**10-й этап строительства** – восьмая скважина.

**11-й этап строительства** – девятая скважина.

**12-й этап строительства** – десятая скважина.

**13-й этап строительства** – одиннадцатая скважина.

**14-й этап строительства** – двенадцатая скважина.

**15-й этап строительства** – тринадцатая скважина.

**16-й этап строительства** – четырнадцатая скважина.

**17-й этап строительства** – пятнадцатая скважина.

**18-й этап строительства** – шестнадцатая скважина.

**19-й этап строительства** – семнадцатая скважина.

**20-й этап строительства** – восемнадцатая скважина.

**21-й этап строительства** – девятнадцатая скважина.

	<p>22-й этап строительства – двадцатая скважина.</p> <p>23-й этап строительства – двадцать первая скважина.</p> <p>24-й этап строительства – двадцать вторая скважина.</p> <p>25-й этап строительства – двадцать третья скважина.</p> <p>26-й этап строительства – двадцать четвертая скважина.</p> <p>Этапы строительства предварительно согласовывать с Заказчиком.</p>
14.	<p><b>Требования к техническим решениям</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормами противопожарной и экологической безопасности, с использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства.</li> <li>– Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 9 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.</li> <li>– Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм.</li> <li>– Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии.</li> <li>– Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 2 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.</li> <li>– Комплекс устьевого оборудования должен обеспечивать достигнутый технический уровень лучших образцов оборудования, а также соответствовать требованиям эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно РД Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление согласно проектным данным и динамике основных показателей разработки кустовой площадки.</li> <li>– При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры.</li> <li>– При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком.</li> <li>– При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар).</li> <li>– При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекту 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.</li> <li>– Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки площадки куста скважин.</li> <li>– Проектные названия объектов должно соответствовать названиям по акту выбора.</li> <li>– В проектной и рабочей документации (планах трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса.</li> </ul>



- При пересечении проектируемыми коммуникациями существующих, 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 аншлаг с указанием наименования объекта и иной информации согласно принятым локальным актам заказчика.
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85).
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенные в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пандусы высотой 0,15м. (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908).

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по - IV (табл. 21 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ).
- Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ).
- Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ).

Параметры здания БМА:

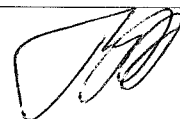
- Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ).
- Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ).
- Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ).

Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия.

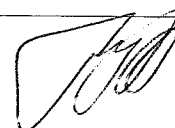
Предусмотреть площадку под переработку бурового шлама.

По мере технологической необходимости предусмотреть возможность независимого ввода в эксплуатацию электропринимающих устройств кустовой площадки:

1. ВЛ-6 кВ № 1, пункт АВР-6 кВ, КТПН-6/0,4 кВ № 1, СУ первой скважины, ТМПН первой скважины, КЛ-0,4 кВ до первой скважины, АГЗУ № 1, БМА № 1.
2. ВЛ-6 кВ № 2, КТПН-6/0,4 кВ № 2.



	<p>3. КТПН-6/0,4 кВ № 3.</p> <p>4. БГ № 1.</p> <p>5. АГЗУ № 2, БМА № 2.</p> <p>6. БГ № 2.</p> <p>7. УДХ.</p> <p>8. Прожекторные мачты.</p> <p>При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции; разработать мероприятия по защите от коррозии.</p>
<b>15.</b>	<p><b>Особые условия строительства</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложение о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Кустовые площадки № 21, № 24 расположены за пределами территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение № 8 ТУ № ИТ-118 от 17.04.14 г.).</li> <li>– Предусмотреть (по возможности) строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> </ul>
<b>16.</b>	<p><b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b></p> <p>Разработать конструктивные решения с расчетами снижения металлоемкости и повышения технологичности производства, а также с учетом возможности завоза секционных заготовок:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- по системе производственных стоков КЗ (в том числе приустьевых приемков);</li> <li>- по кабельным эстакадам (в том числе переносных опор в районе скважин);</li> <li>- по площадкам обслуживания пункта автоматического включения резерва (АВР), комплектной трансформаторной подстанции (КТП), ТМПН и СУ ЭЦН.</li> </ul> <p>Предусмотреть возможность строительства КТП отдельными этапами.</p> <p>Площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар) выполнить шестисекционной (с учетом срока 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 в процессе строительства скважин.</p> <p>Предусмотреть разъемы ШР для энергоснабжения бригад ПРС, КРС (по одному на каждые 50 м.).</p> <p>Для электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин с использованием греющего кабеля предусмотреть шкафы управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН с точкой подключения в КТПН через дополнительные автоматические выключатели.</p> <p>Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданным электроснабжающей организацией.</p> <p>Для площадок размещения КТП, ТМПН и СУ ЭЦН принять отметку верха +1,5 м.</p> <p>Для приустьевых приемков принять отметку верха +0,2 м, высоту стенки приустьевых приемков принять 700 мм.</p> <p>Принять установки дозирования химреагента в следующем конструкторском исполнении:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- блок автоматики и блок технологический размещены на одной раме, разделены воздушным пространством (входы отдельные).</li> </ul> <p>Блок гребенки принять на 2 скважины и на 4 скважины (исключить на 3, 5, 6 скважин).</p> <p>Исключить применение сдвоенных подстанций 2КТПН-ВК.</p> <p>В ограждениях площадок обслуживания АВР, КТП, ТМПН и СУ ЭЦН предусмотреть калитки.</p>

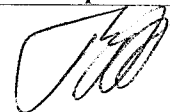




<b>17.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008г. № 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 г. № 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>	<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 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> </ul>
<b>19.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>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 по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется.
<b>22.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 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 «Предлагаемая схема подключения коммуникаций».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки куста скважин».</p> <p>Приложение № 4 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 5 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 6 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 7 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 10 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Западно-Усть-Балыкского месторождения».</p>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах.</li> <li>– В электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предоставить опросные листы в формате Заказчика.</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls.</li> <li>– При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).</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.</li> <li>– Исходные данные запросить отдельно.</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arp, *.xml, *.xls.</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> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b>
	Не требуется
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>



	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>33.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в том числе энергоснабжающей организации.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>34.</b>	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется.

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР

ДКСИРО-УКСИРО ОАО «СН-МНГ»

Хатилов Р. Х.

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование**  
**«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 21, № 24».**

Директор по капитальному  
строительству  
ОАО «СН-МНГ»

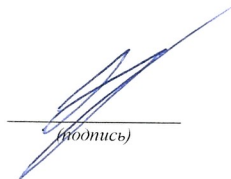


(подпись)

Николаев Д. А.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 201\_г.

Директор по промышленной  
безопасности, охране труда  
и окружающей среды  
ОАО «СН-МНГ»



(подпись)

Анцелович О. В.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 201\_г.

Заместитель начальника  
отдела организации  
проектно-изыскательских  
работ ДПИРиВОЭ УКСиРО  
ОАО «СН-МНГ»

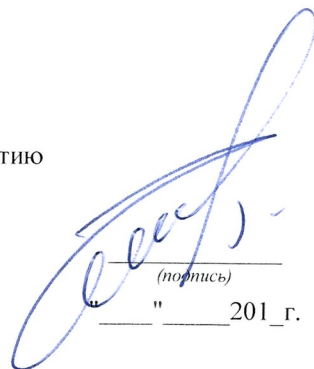


(подпись)

Игнатов С. В.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 201\_г.

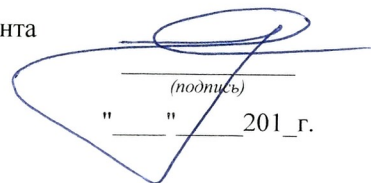
Директор по  
перспективному развитию  
производства и  
обустройству  
месторождений  
ОАО «СН-МНГ»  
Тухфатуллин И. Г.



(подпись)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 201\_г.

Начальник Управления  
капитального  
строительства и ремонта  
объектов  
ОАО «СН-МНГ»  
Лещенко Е. В.



(подпись)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 201\_г.





Открытое Акционерное Общество  
"Славнефть – Мегионнефтегаз"  
**ДИРЕКТОР ПО НОВЫМ ПРОЕКТАМ,  
ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ**  
ул. Кузьмина, 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел.: (34643) 4-66-97 факс: (34643) 4-67-99

18. 04 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 227-118  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику УКС и РО  
Лещенко Е.В.

*О направлении  
технических условий*

**Уважаемый Евгений Владимирович!**

Направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по следующим объектам:

1. Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 21. Введен в систему УПКС №14-17812014.
2. Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 24. Введен в систему УПКС №14-17822014.

По поручению Главного инженера ОАО «СН-МНГ», при формировании заданий на проектирование необходимо в список визирующих включать Главных инженеров НГДУ и начальников НГП.

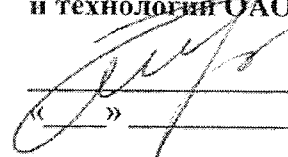
Приложение: по тексту – 119 листов.

И.Г. Тухфатуллин



УТВЕРЖДАЮ:

Директор по новым проектам, технике  
и технологиям ОАО «СН-МНГ»

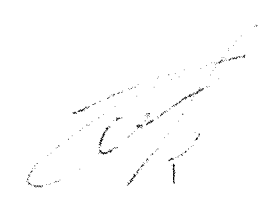


И.Г. Тухфатуллин

2014 г.

**Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 21»**

1.	<b>Наименование объекта</b>		
	Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 21.		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, Западно-Усть-Балыкский 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>		
	2015-2016 гг.		
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>		
	Предусмотреть поэтапный ввод объекта в эксплуатацию.		
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>		
8.1	<b>Куст № 21 – 24 скважины</b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая на куст скважин № 21 (Приложение № 1)	4,6	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ на КП №21 №1 (Приложение № 1)	4,6	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод «КП №21 – т.вр. в н/с с КП №9» (Приложение № 1)	0,2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод «т.вр. КП № 21 – т.вр. КП №3» (Приложение № 1)	4,2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод «т.вр. КП № 3 – т.вр. КП №1,1бис» (Приложение № 1)	4,5	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод «т.вр. КП № 2,7 – т.вр. КП №1,2» (Приложение № 1.1)	4,0	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ на КП №21 №2 (Приложение № 1)	4,6	Возможна корректировка
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 6.</li> <li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №7.</li> <li>– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 21.</li> </ul>		



месторождение	куст	Назнач. Наим, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Западно-Усть-Балыкское	21	гор, МГРП	БС10	120	59	45
р-н 3006р		гор, МГРП	БС10	107	53	45
		гор, МГРП	БС10	105	52	45
		гор, МГРП	БС10	95	47	45
		гор, МГРП	БС10	87	43	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		нагн	БС10	36	17	45
		нагн	БС10	35	17	45
		нагн	БС10	34	17	45
		нагн	БС10	33	16	45
		нагн	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	23	11	45
		нагн	БС10	23	11	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		гор, МГРП	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	24	12	45
		водоз	ПК			
		водоз	ПК			
Сумма				1316	647	
Ср. Q				60	29	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3.
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 21 представлено в Приложении № 5.

## 9. Требования к техническим решениям

9.1 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 № 9.
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кгс/см}^2$ , 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 № 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 РД 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 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).
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции составлял бы 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;
- При необходимости предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ до первой позиции для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин.
- 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).

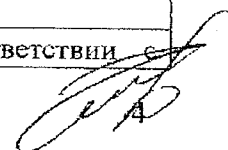
По блокам ГЗУ и БМА:

- 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;
- 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 - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008

	<p>№ 123-ФЗ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <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>– Кустовая площадка № 21 расположена за пределами территории 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 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>12.</b>	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных 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>
	– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с



	<p>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.</p> <p>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».</p>
13.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p> <p>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</p>
14.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p> <p>– 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».</p>
15.	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p> <p>Приложение № 1.1.1 «Предлагаемая схема подключения коммуникаций».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки куста скважин».</p> <p>Приложение № 4 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 5 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 6 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 7 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 10 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Западно-Усть-Балыкского месторождения».</p>
16.	<p><b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b></p> <p>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</p> <p>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</p>
17.	<p><b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b></p> <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>
18.	<p><b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b></p> <p>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</p> <p>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</p> <p>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p>

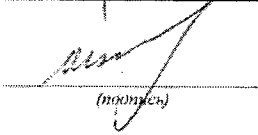
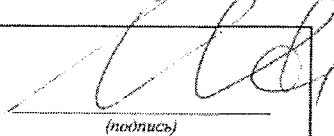


Исполнитель:  
Инженер I категории ОНП ДНПТиТ

А.В. Кононенко

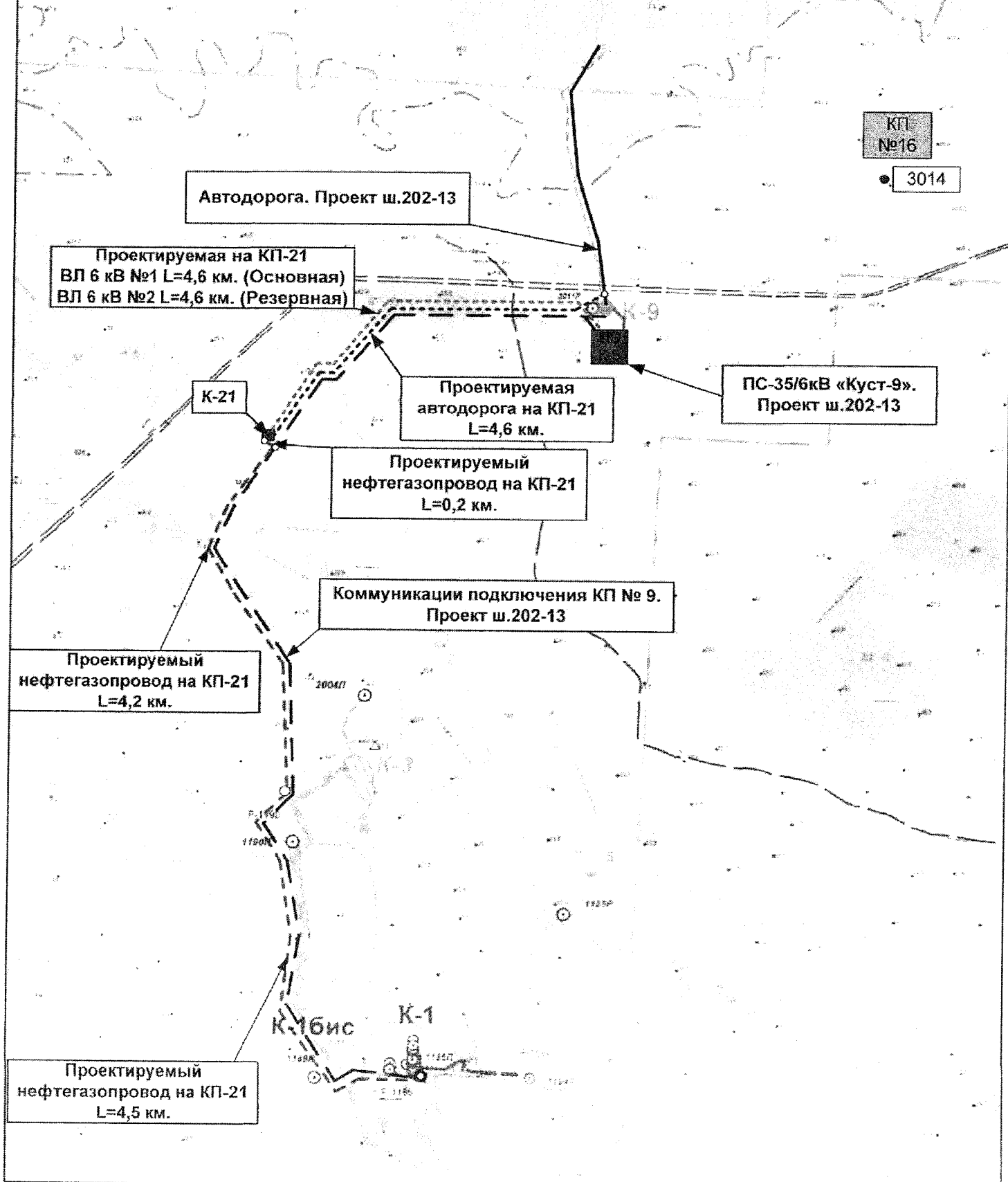


# ВИЗОВЫЙ ЛИСТ

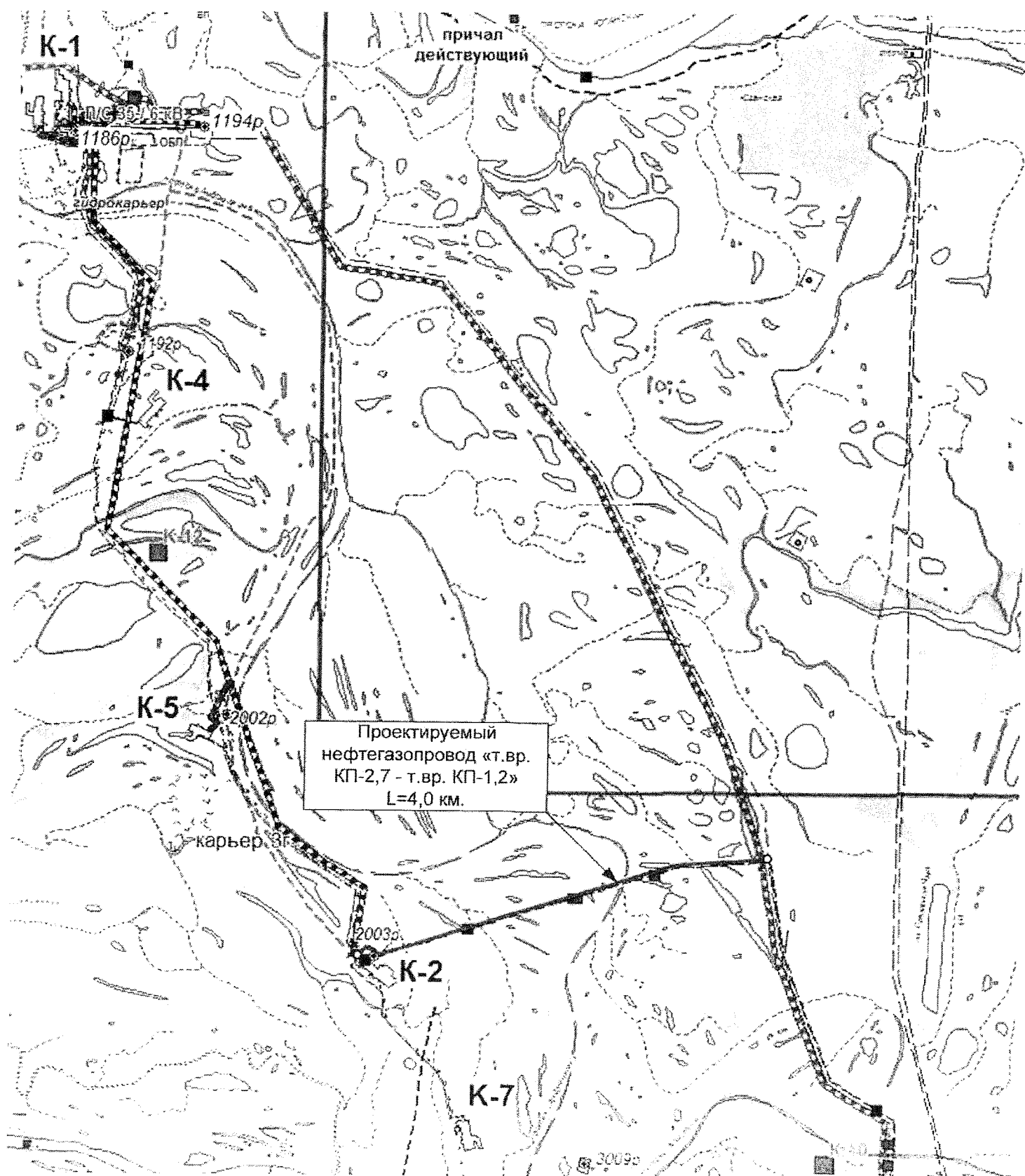
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту  
«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 21»

<p>Начальник департамента по новым проектам, технике и технологии</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 службы экологической безопасности и природопользования</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Джафаров Ш.А.      "    "      2014г.</p>

Предлагаемая схема подключения коммуникаций проектируемой кустовой площадки №21 Западно-Усть-Балыкского м/р.



Предлагаемая схема подключения коммуникаций проектируемой  
кустовой площадки № 21 Западно-Усть-Балыкского м/р.





Открытое Акционерное Общество  
"Славнефть – Мегионнефтегаз"  
**ДИРЕКТОР ПО НОВЫМ ПРОЕКТАМ,  
ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ**

ул. Кузьмина, 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел.: (34643) 4-66-97 факс: (34643) 4-67-99

18. 04 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 207-118  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

**Начальнику УКС и РО  
Лещенко Е.В.**

*О направлении  
технических условий*

**Уважаемый Евгений Владимирович!**

Направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по следующим объектам:

1. Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 21. Введен в систему УПКС №14-17812014.
2. Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 24. Введен в систему УПКС №14-17822014.

По поручению Главного инженера ОАО «СН-МНГ», при формировании заданий на проектирование необходимо в список визирующих включать Главных инженеров НГДУ и начальников НПП.

Приложение: по тексту – 119 листов.

**И.Г. Тухфатуллин**

10-1230-0000

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по новым проектам, технике и технологиям ОАО «СН-МНГ»

« » И.Г. Тухфатуллин  
2014 г.

Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:

«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 24»

1.	<b>Наименование объекта</b>		
	Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 24.		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, Западно-Усть-Балыкский 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>		
	2015-2016 гг.		
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>		
	Предусмотреть поэтапный ввод объекта в эксплуатацию.		
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>		
8.1	<b>Куст № 24 – 24 скважины</b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая на куст скважин № 24 (Приложение № 1)	2	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ на КП №24 №1 (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод «КП №24 – т.вр. в н/с с КП №9» (Приложение № 1)	2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод «Т.вр. КП №24 – т.вр. КП №21» (Приложение № 1)	3,2	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ на КП №24 №2 (Приложение № 1)	3,4	Возможна корректировка
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 6.</li> <li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №7.</li> <li>– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 24.</li> </ul>		

1



месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Западно-Усть-Балыкское	24	гор, МГРП	БС10	128	63	45
р-н 3006р		гор, МГРП	БС10	126	62	45
		гор, МГРП	БС10	125	61	45
		гор, МГРП	БС10	110	54	45
		гор, МГРП	БС10	103	50	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		нагн	БС10	36	18	45
		нагн	БС10	35	17	45
		нагн	БС10	35	17	45
		нагн	БС10	34	17	45
		нагн	БС10	30	15	45
		нагн	БС10	30	15	45
		нагн	БС10	22	11	45
		гор, МГРП	БС10	110	54	45
		гор, МГРП	БС10	103	50	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		нагн	БС10	34	17	45
		нагн	БС10	30	15	45
		нагн	БС10	30	15	45
		нагн	БС10	22	11	45
		водоз	ПК			
		водоз	ПК			
Сумма				1475	725	
Ср. Q				67	33	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3.
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 24 представлено в Приложении № 5.

## 9. Требования к техническим решениям

- 9.1 Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применения труб отечественного производства.
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в Приложении № 9.
  - 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 (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в Приложении № 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 РД 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

01/2

фонтанной арматуры.

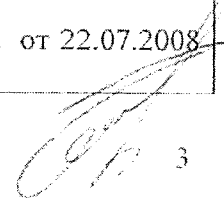
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар).
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции составлял бы 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;
- При необходимости предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ до первой позиции для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин.
- 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;
- 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 - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;



	<ul style="list-style-type: none"> <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>– Кустовая площадка № 24 расположена за пределами территории 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 м), н). При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
<b>12.</b>	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> </ul>
<b>13.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>14.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом <b>требований</b> Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение № 1 «Предлагаемая схема подключения коммуникаций».         Приложение № 2 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов».         Приложение № 3 «Основные показатели разработки куста скважин».         Приложение № 4 «Технические условия на электроснабжение».         Приложение № 5 «Планируемое погружное оборудование».         Приложение № 6 «Координаты первой скважины и НДС».         Приложение № 7 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины».         Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».         Приложение № 9 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».         Приложение № 10 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Западно-Усть-Балыкского месторождения».
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами. ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

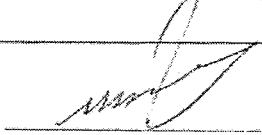
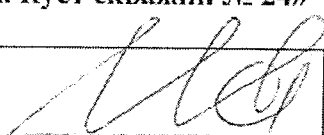
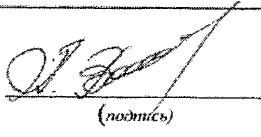
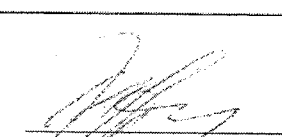
Исполнитель:

Инженер I категории ОНП ДНПТит

А.В. Коноценко

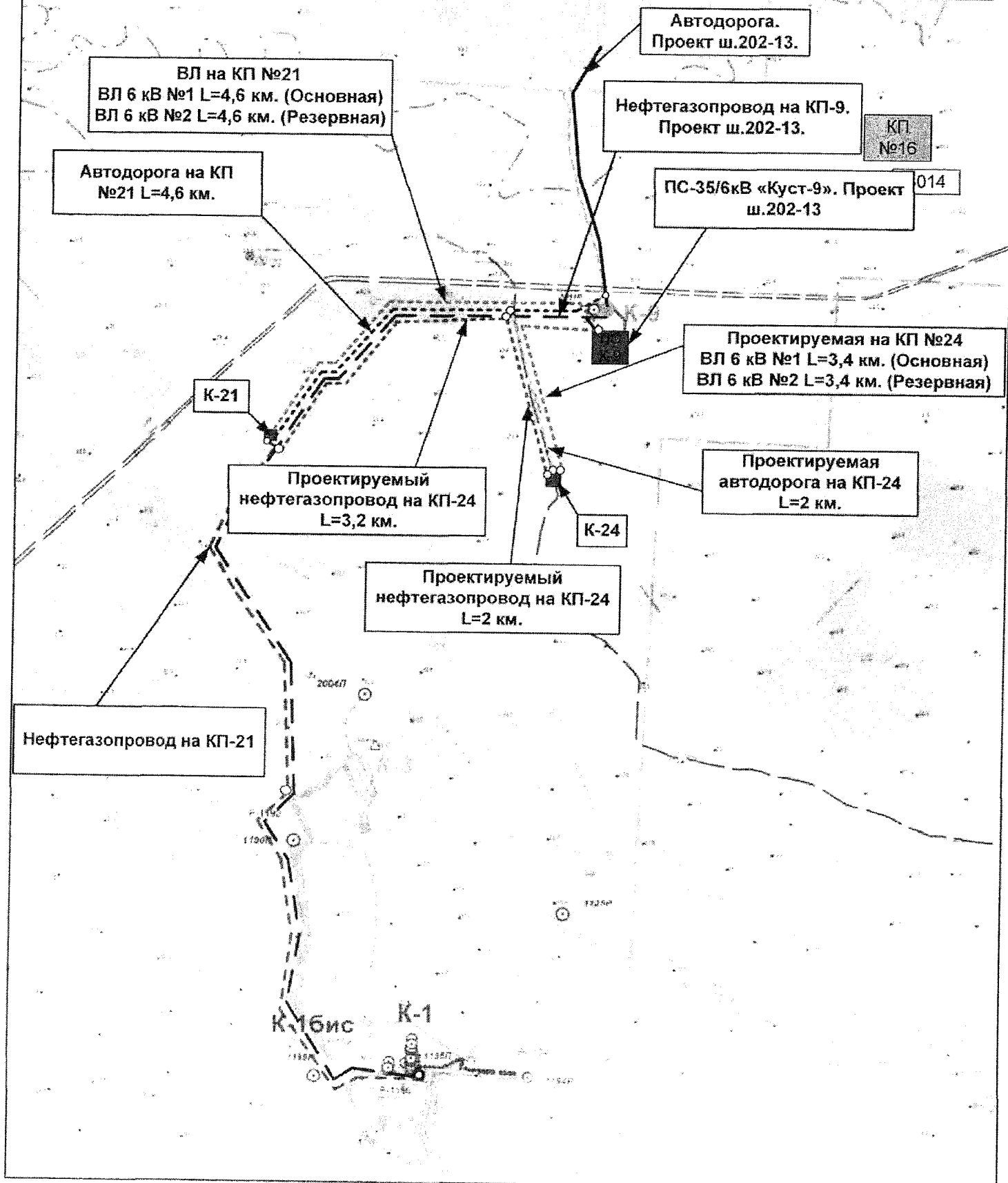
# ВИЗОВЫЙ ЛИСТ

к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту  
«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 24»

<p>Начальник департамента по новым проектам, технике и технологии</p> <p> (подпись)</p> <p>Бессонов М.Н.      "    "    2014г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p> (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В.      "    "    2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p> (подпись)</p> <p>Новичков А.А.      "    "    2014г.</p>	<p>Начальник службы экологической безопасности и природопользования</p> <p> (подпись)</p> <p>Джафаров Ш.А.      "    "    2014г.</p>



Предлагаемая схема подключения коммуникаций проектируемой кустовой площадки №24 Западно-Усть-Балыкского м/р.



УТВЕРЖДАЮ: *Приложение №2*  
Главный инженер ОАО СН-МНГ

*А.М. Пятаев*  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объекту  
**«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 21».**

1. Месторождение, район строительства	Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти, Нефтеюганский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.21 - т.вр. в н/сб.с к.9» Нефтегазопровод «т.вр.к.21 - т.вр.к.3» Нефтегазопровод «т.вр.к.3 - т.вр.к.1,1бис» Нефтегазопровод «т.вр.к.2,7 - т.вр.к.1,2»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.21 - т.вр. в н/сб.с к.9»</b> От к. 21 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1316/647</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.21 - т.вр.к.3»</b> От т.вр.к. 21 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 5443/3182</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.3 - т.вр.к.1,1бис»</b> От т.вр.к. 3 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 6327/3546</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.2,7 - т.вр.к.1,2»</b> От т.вр.к. 2,7 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 12140/6228</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам</p>



	<p>гидравлического расчета.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p>
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li> <li>– Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием и внутренним покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали.</li> <li>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</li> <li>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</li> <li>– Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;</li> <li>– На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;</li> <li>– Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.</li> <li>– Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет;</li> <li>– Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1 и №1.1);</li> <li>– В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</li> <li>– 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;</li> <li>– При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;</li> <li>– Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>– 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;</li> <li>– Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;</li> <li>– Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно,</li> </ul>

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 (с асфальтным покрытием) 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 пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

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

— Название объектов в проектах должно соответствовать

	<p>названию по акту выбора;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–В проектной документации на рабочих чертежах (план трассе) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</li> <li>–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</li> <li>–Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства;</li> <li>–При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
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 НГП-5 АНГДУ и ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</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	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого</p>

перспективному расширению  
предприятия

этапа по отдельности.

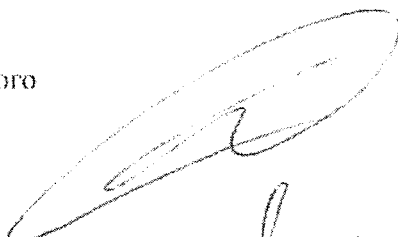
Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

Технические условия составил:  
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

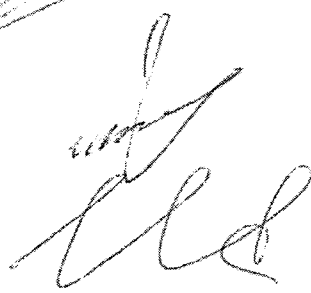
Начальник департамента трубопроводного  
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник департамента по новым проектам,  
технике и технологии ОАО «СН-МНГ»

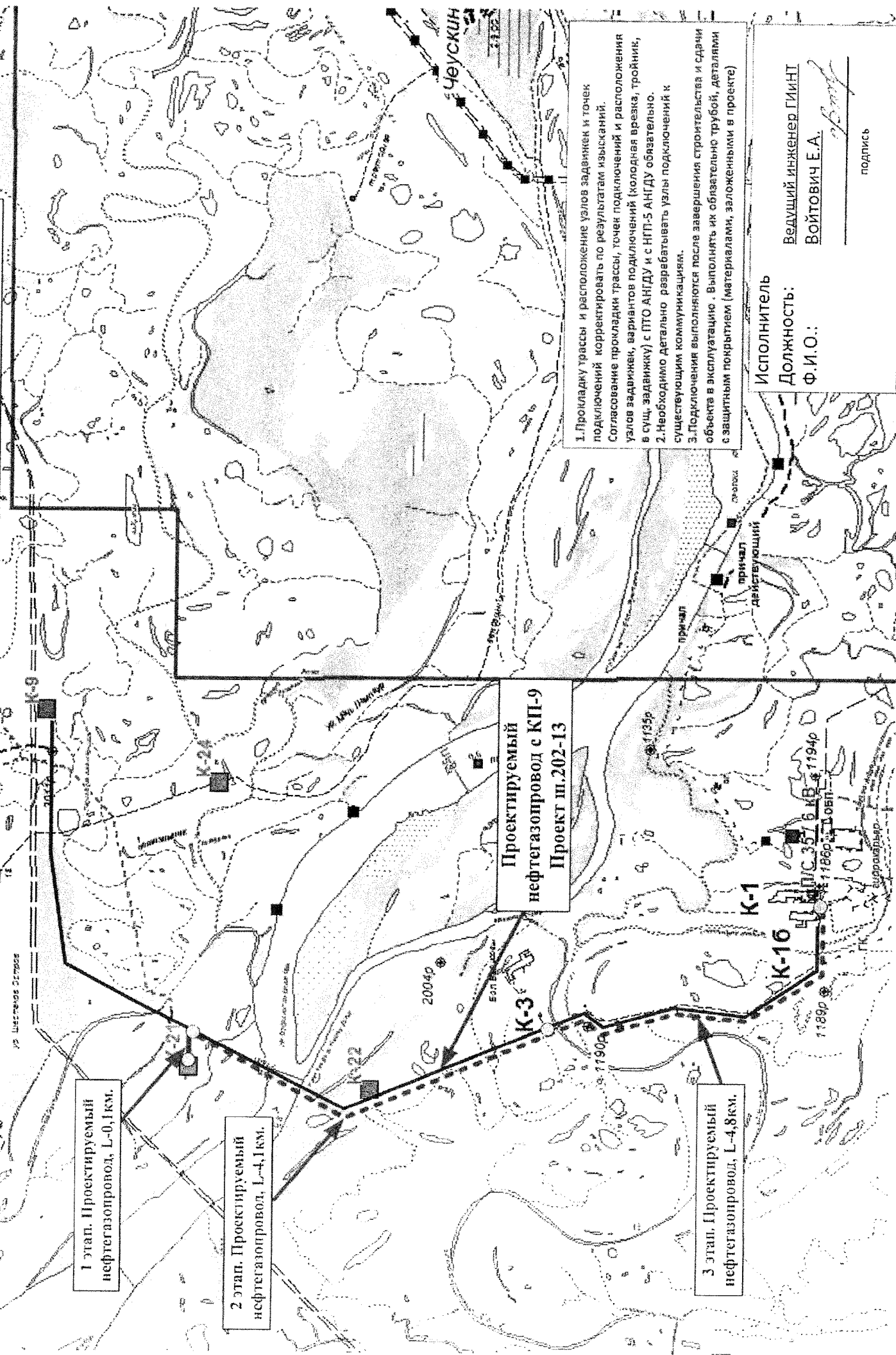


М.Н.Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В.Евдокимов

Предлагаемая схема подключения нефтегазопровода проектируемой кустовой площадки №21  
Западно-Усть-Балыкского м/р. Приложение №1



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

2 этап. Проектируемый  
нефтегазопровод, L-4,1км.

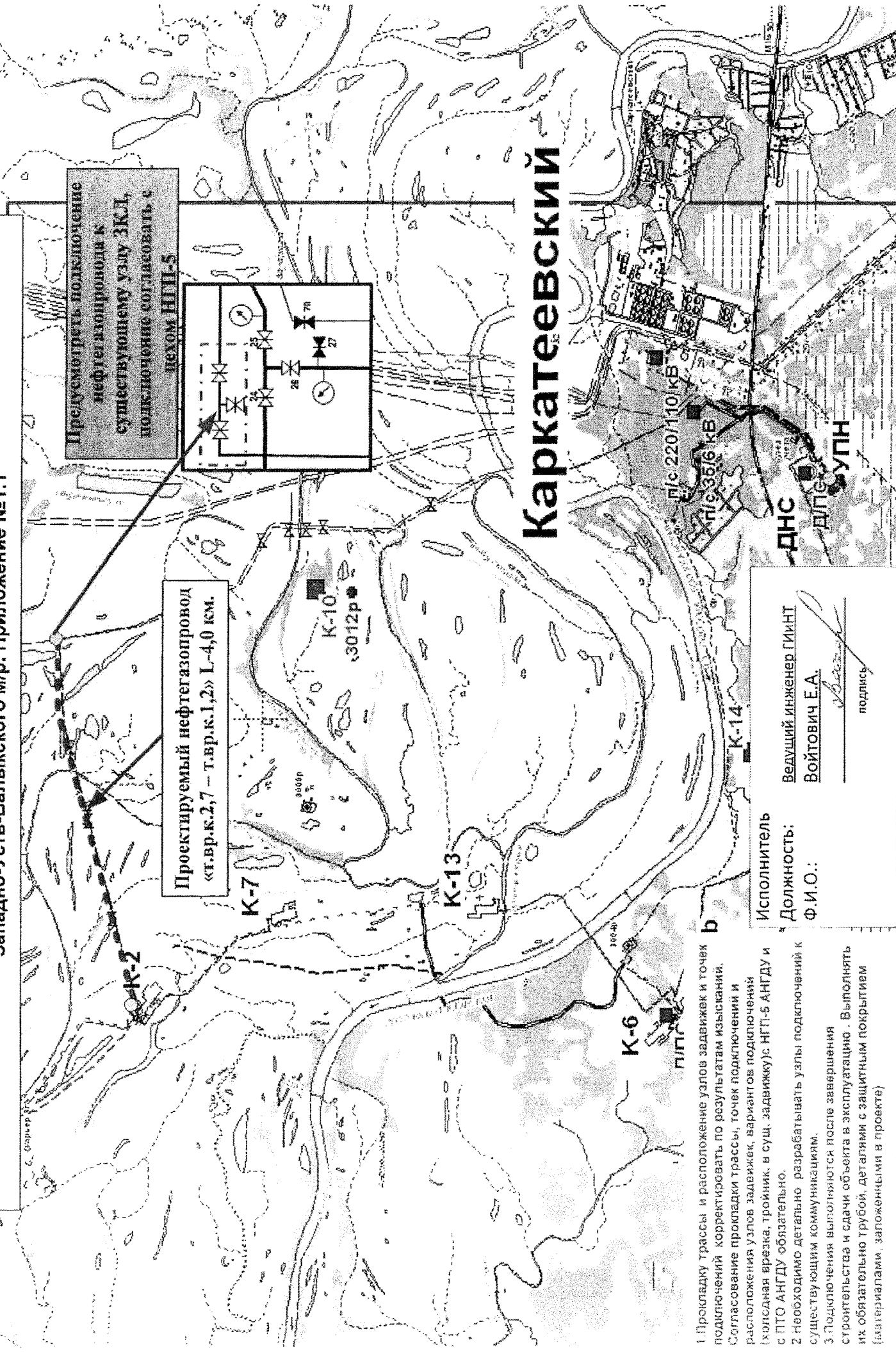
Проектируемый  
нефтегазопровод с КП-9  
Проект ш. 202-13

3 этап. Проектируемый  
нефтегазопровод, L-4,8км.

1. Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (колодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТО АНГДУ и с НГП-5 АНГДУ обязательно.
2. Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
3. Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Исполнитель  
Должность: Ведущий инженер ГИИП  
Ф.И.О.: Войтович Е.А.  
подпись

Предлагаемая схема подключения коммуникаций проектируемой кустовой площадки № 21  
Западно-Усть-Балыкского м/р. Приложение №1.1



1. Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключения и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с НГП-5 АНГДУ и с ПТО АНГДУ обязательно.
2. Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
3. Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (лазерпамя, запоренными в проекте).

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

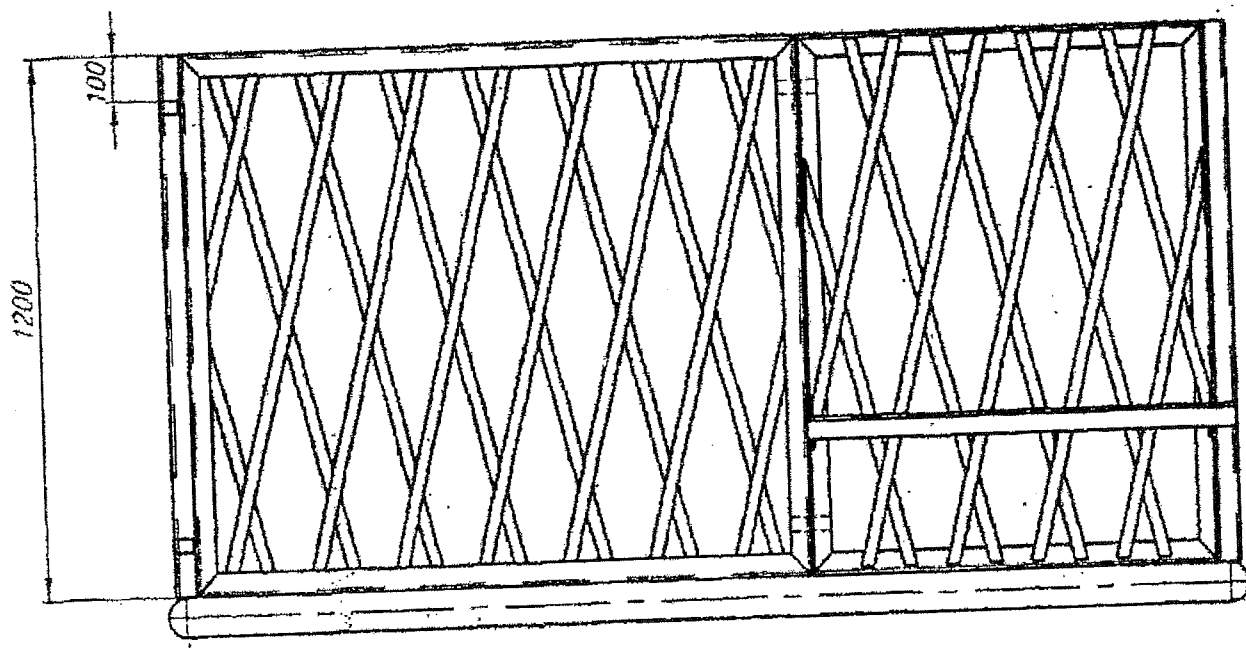
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

  - Газопроводы – желтый цвет;

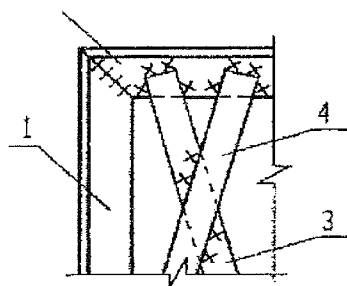
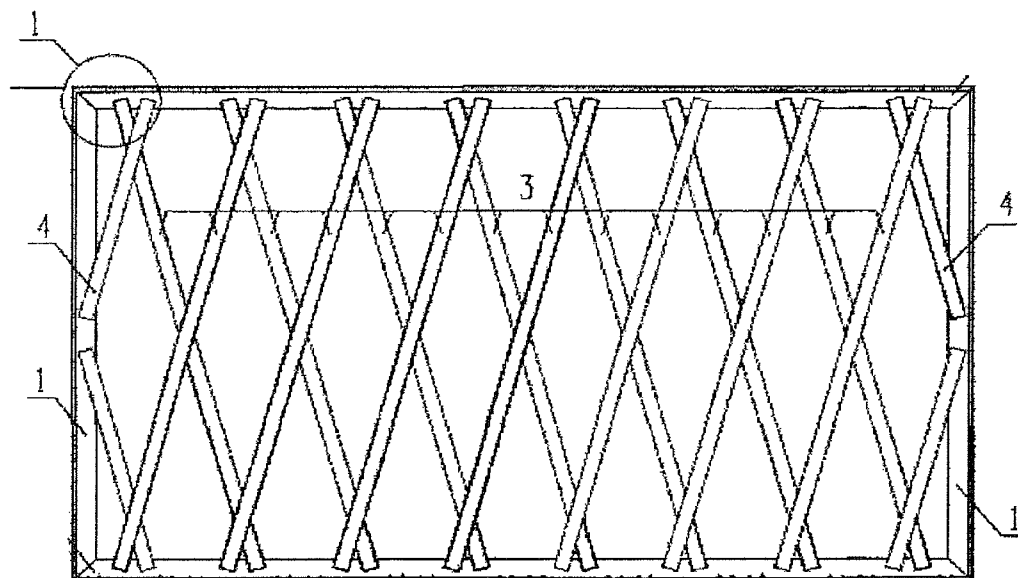
  - Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

  - Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$

### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

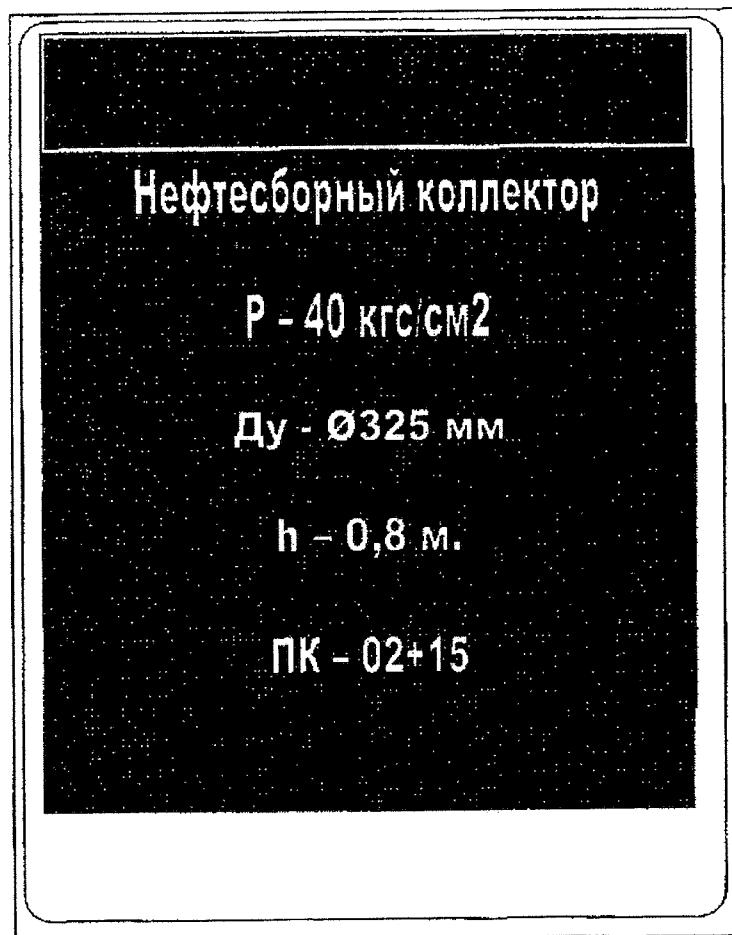
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М.Пятаев

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.

Куст скважин № 24».

1. Месторождение, район строительства	Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти, Нефтеюганский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.24 - т.вр.в. н/сб.с к.9» Нефтегазопровод «т.вр.к.24 - т.вр.к.21»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.24 - т.вр.в. н/сб.с к.9»</b> От к. 24 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1475/725</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.24 - т.вр.к.21»</b> От т.вр.к. 24 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора – ДНС Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 4127/2535</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</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>– Для строительства нефтегазопровода предусмотреть применение трубы с 2-х слойным наружным антикоррозионным покрытием и внутренним покрытием из стали 13 ХФА ТУ1317-233-00147016-02, а также отводы, тройники из той же марки стали.</p> <p>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</p> <p>– 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</p>

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;

— Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);

— В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;

— Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

— При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;

— 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;

— Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;

— Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. 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 1,5 м);

— Переход через автомобильные (с асфальтным покрытием) 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 2 м;
2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием — от бровки земляного полотна на 5 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги

до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

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

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

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку

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

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

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

–При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

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

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

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

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

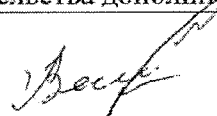
–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на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

–Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства;

–При проектировании размещение коридоров коммуникаций

	выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с НГП-5 АНГДУ и ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</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

Начальник департамента трубопроводного  
транспорта ОАО «СН-МНГ»



Р.Б.Паливода


**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник департамента по новым проектам,  
технике и технологии ОАО «СН-МНГ»



М.Н.Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В.Евдокимов

Предлагаемая схема подключения нефтегазопровода проектируемой кустовой площадки №24  
Западно-Усть-Балыкского м/р. Приложение №1

2 Этап. Проектируемый  
нефтегазопровод L-3,1км

1 Этап. Проектируемый  
нефтегазопровод L-2,0км

Проектируемый  
нефтегазопровод с КП-9  
Проект ш.202-13

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТО АНГУ и с НГП-5 АНГУ обязательны.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключения к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выплатить их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Исполнитель

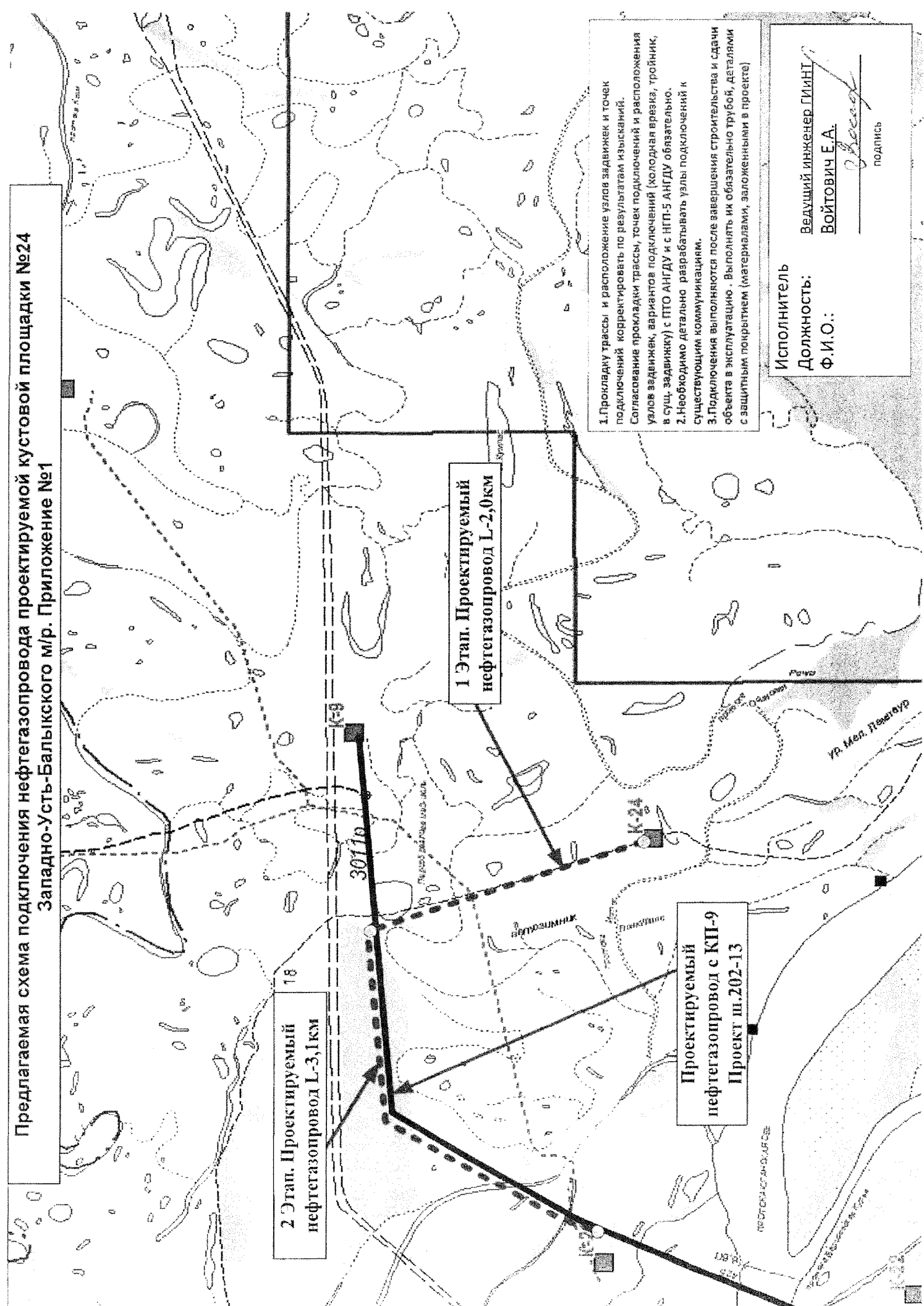
Должность:

Ведущий инженер ГИИП

Ф.И.О.:

Войтович Е.А.

подпись



## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

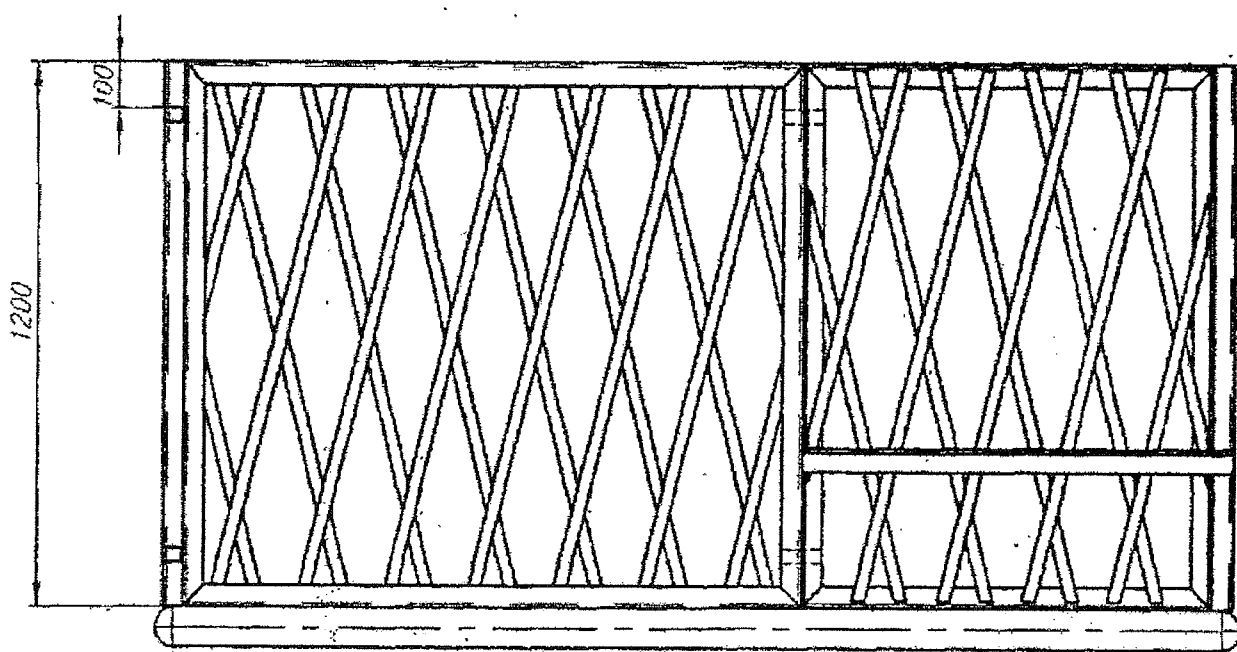
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

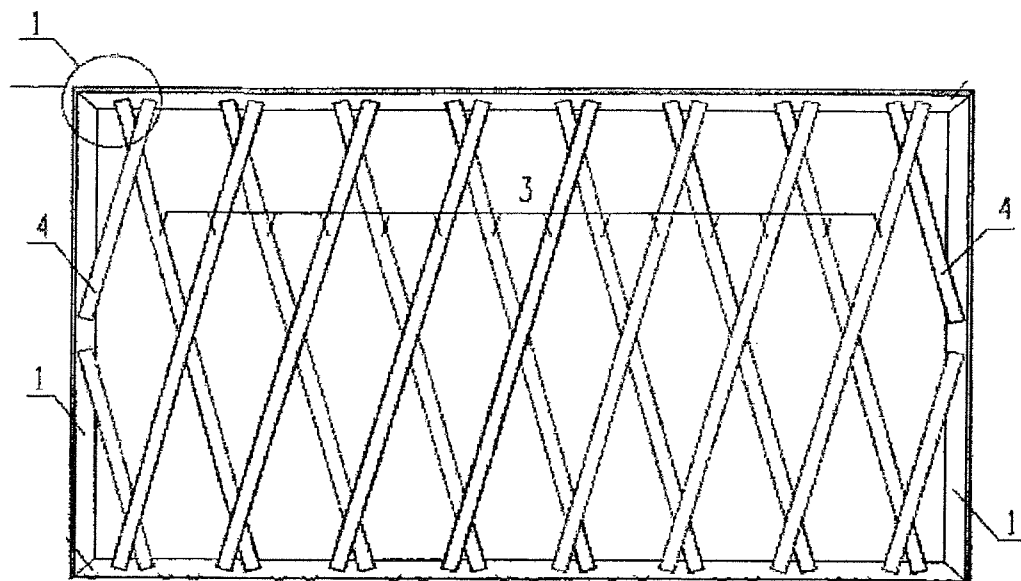
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.

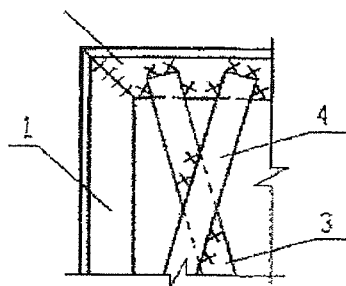




# Секция ограждения



1



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок <u>50x50x5 ГОСТ 8509-93 l=1000</u> С255, ГОСТ 27772-88*
3		Лист <u>2x30x1000 ГОСТ 19903-74*</u> С255 ГОСТ 27772-88*
4		Лист <u>2x30x460 ГОСТ 19903-74*</u> С255 ГОСТ 27772-88*

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

$D_u$  – диаметр трубопровода (мм)

$h$  – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

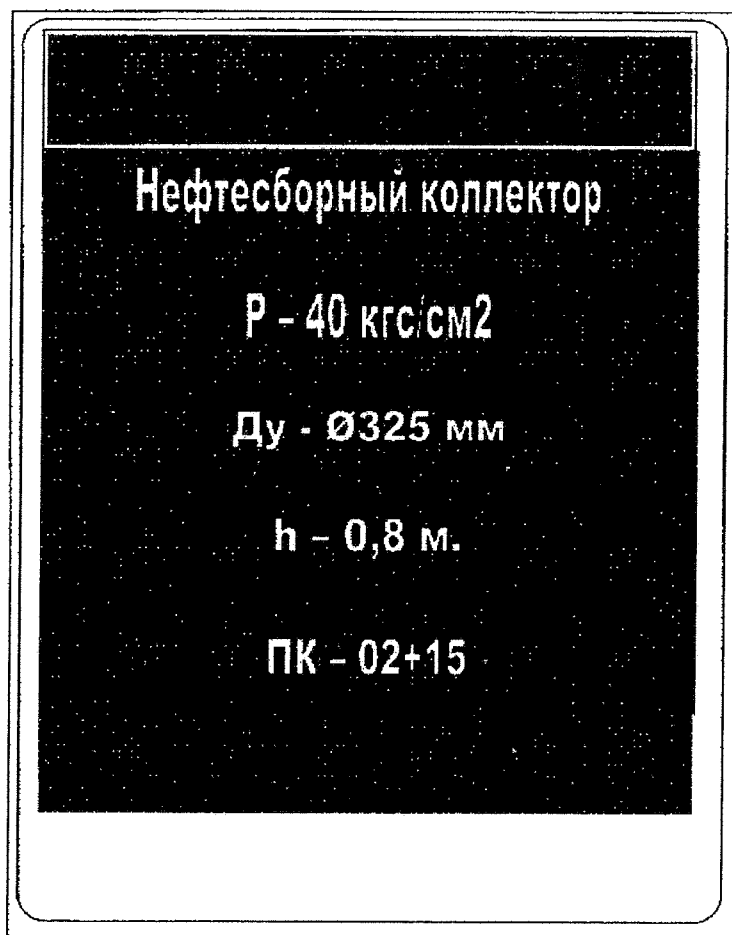
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Приложение №3

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

26 февраля 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 05-83  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В ответ на письмо № МБ-122 от 18.02.2014г., направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 16, 21 Западно-Усть-Балыкского месторождения, а так же проектные данные и динамику основных показателей разработки для проектирования КП № 24 Западно-Усть-Балыкского месторождения, т.к. данная кустовая площадка является перспективной к включению в производственную программу по бурению ОАО «СН-МНГ».

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №21 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №16 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №24 Западно-Усть-Балыкского месторождения.

С уважением,  
Начальник ДГиН

М.О. Перегудов

6х МБ-569  
26.02.14

Проектные данные по КП № 21 Западно-Усть-Балыкского 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 отрабо	нагн	без отрабо	водозаб	жидк	нефти				
										м³/сут	м³/сут	атм	м³/т	град	
Аганское НГДУ															
1	З-У-Балыкское	21	БВ 10	24	12	10	0	0	2	1316	647	800	27,2	75,5	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	12		0	0	2						

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Начальник ОМИПР ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.

Основные показатели разработки КП 21 Западно-Усть-Балыкского 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	Куст 21										
1.1	Общий фонд скважин, шт	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т. ч. - добывающих	12	14	12	12	12	12	12	12	12	12
	- нагнетательных	-	8	10	10	10	10	10	10	10	10
	- водозаборных	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	63,504	237,267	177,950	133,463	106,770	85,416	68,333	61,500	55,350	49,815
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	129,168	484,136	459,929	436,933	415,086	394,332	374,615	355,884	338,090	321,186
1.4	Заказка рабочего агента, тыс. м3	-	86,400	262,800	292,000	292,000	292,800	292,000	292,000	292,000	292,800

Начальник ОПИМПР ОАО "СН-МНГ"



А.М. Горбунь

Беликова А.В.  
тел. 46-472

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 21  
Западно-Усть-Балыкского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Западно-Усть-Балыкское	21	гор, МГРП	БС10	120	59	45
р-н 3006р		гор, МГРП	БС10	107	53	45
		гор, МГРП	БС10	105	52	45
		гор, МГРП	БС10	95	47	45
		гор, МГРП	БС10	87	43	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		нагн	БС10	36	17	45
		нагн	БС10	35	17	45
		нагн	БС10	34	17	45
		нагн	БС10	33	16	45
		нагн	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	23	11	45
		нагн	БС10	23	11	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		гор, МГРП	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	24	12	45
		нагн	БС10	24	12	45
		водоз	ПК			
		водоз	ПК			
Сумма				1316	647	
Ср. Q				60	29	



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

26 *сентября* 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ *05-83*  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В ответ на письмо № МБ-122 от 18.02.2014г., направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 16, 21 Западно-Усть-Балыкского месторождения, а так же проектные данные и динамику основных показателей разработки для проектирования КП № 24 Западно-Усть-Балыкского месторождения, т.к. данная кустовая площадка является перспективной к включению в производственную программу по бурению ОАО «СН-МНГ».

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №21 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №16 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП №24 Западно-Усть-Балыкского месторождения.

С уважением,  
Начальник ДГиН

М.О. Перегудов

Исп. Лосниченко Р.С.  
46-395

*bx 05-83*  
*26.09.14*

Проектные данные по КП № 24 Западно-Усть-Балыкского 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 отрабо	нагн	водозаб	жидк	нефти					
							без отрабо		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град	
Аганское НГДУ															
1	З-У-Балыкское	24	БВ 10	24	11	11	0	2	1475	725	800	165	27,2	75,5	ЭЦН
1	Итого по месторождению			24	11		0	2							

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.



**Основные показатели разработки КП 24 Западно-Усть-Балыкского 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	КП № 24										
1.1	Общий фонд скважин, шт	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т. ч. - добывающих	12	15	11	11	11	11	11	11	11	11
	- нагнетательных	-	7	11	11	11	11	11	11	11	11
	- водозаборных	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс. т	71,064	265,513	199,135	149,351	112,013	84,010	63,007	50,406	45,365	40,829
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	144,720	540,710	529,896	519,298	508,912	498,734	488,759	478,984	469,404	460,016
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	186,257	291,891	291,891	291,891	292,690	291,891	291,891	291,891	292,690
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,9	7,2	5,4	4,1	3,0	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1

Начальник ОПИМПР ОАО "СН-МНГ"



А.М. Горбань

Беликова А.В.  
тел. 46-472

**Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 24  
Западно-Усть-Балыкского месторождения**

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Западно-Усть-Балыкское	24	гор, МГРП	БС10	128	63	45
р-н 3006р		гор, МГРП	БС10	126	62	45
		гор, МГРП	БС10	125	61	45
		гор, МГРП	БС10	110	54	45
		гор, МГРП	БС10	103	50	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		наги	БС10	36	18	45
		наги	БС10	35	17	45
		наги	БС10	35	17	45
		наги	БС10	34	17	45
		наги	БС10	30	15	45
		наги	БС10	30	15	45
		наги	БС10	22	11	45
		гор, МГРП	БС10	110	54	45
		гор, МГРП	БС10	103	50	45
		гор, МГРП	БС10	85	42	45
		гор, МГРП	БС10	82	40	45
		наги	БС10	34	17	45
		наги	БС10	30	15	45
		наги	БС10	30	15	45
		наги	БС10	22	11	45
		водоз	ПК			
		водоз	ПК			
Сумма				1475	725	
Ср. Q				67	33	

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

№ 007/012 2014 г.  
На № МБ - 195

№ ВКС- Р302  
от 06.03.2014г.

Директору по новым проектам,  
технике и технологиям  
И.Г. Тухфатуллину

О предоставлении ТУ

**Уважаемый Ильдар Гарифуллович!**

Направляю Вам технические условия на подключение КП № 9, 16, 21, 24  
Западно-Усть-Балыкского месторождения.

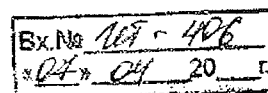
Приложение: ТУ №465-НС от 04.04.2014г. - 7 листов в 1 экз.



**В.Е. Сыровежкин**

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

№ МБ-735  
08.04.14





Российская Федерация  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ЮграЭнергоСервис»

Юридический адрес:

628684, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
город Мегион, улица Заречная, дом 24, строение 2

Почтовый адрес:

628684, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
город Мегион, улица Заречная, дом 24, строение 2

Тел/факс: (34643) 4-16-06

ОКНУ 66592083, ОКОГУ 4210014, ОКВЭД 40.1.

ИНН 860502269, КПП 860501001

ОГРН 1108605000129

Р/с 40702810500290002583

п. ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва,

БИК 044525787, к/сч 30101810100000000787

«04» 04 2014г.

№ 465-НС

Главному энергетiku  
ОАО «СН-МНГ»  
В.Е. Сыровежину

О выдаче ТУ на электроснабжение КП-9, 16,  
21, 24 Западно-Усть-Балыцкого м/р.

На исх. № ВКС-804 от 03.04.2014г.

Сообщаю технические условия на электроснабжение КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыцкого месторождения нефти.

Запрашиваемая мощность:

- КП-9 – 1700 кВт
- КП-16 – 1463 кВт.
- КП-21 – 1513 кВт.
- КП-24 – 1594 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыцкого месторождения нефти.
2. Проект согласовать с ООО «ЮЭС».
3. Проект предоставить на бумажном и электронном носителях.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.

5. Проектом предусмотреть:

- 5.1 ПС-35/6кВ «Куст-9» в центре нагрузок КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыцкого месторождения нефти. Месторасположение ПС-35/6кВ определить в процессе проектно-исследовательских работ.
- 5.2 Напряжение на шинах ПС-35/6кВ «Куст-1», ПС-6/35кВ «Касаев» – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 5.3 Категорию надежности электроснабжения определить проектом.
- 5.4 Реконструкцию ОРУ-35кВ ПС-35/6кВ «Куст-1» Западно-Усть-Балыцкого месторождения нефти с образованием трапезитной схемы типа 35-9. Тип, технические

характеристики определять исходя из величины подключаемой нагрузки и существующего оборудования ПС-35/6кВ «Куст-1».

- 5.5 Точки подключения: проектируемые ВВ-35кВ ПС-35/6кВ «Куст-1» Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.
- 5.6 Мощность силовых трансформаторов проектируемой ПС-35/6кВ определить проектом исходя из величины нагрузок КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.
- 5.7 Двухцепную ВЛ-35кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой ПС-35/6кВ. Технические характеристики ВЛ-35кВ определить проектом с учетом установки стеклянных подвесных изоляторов.
- 5.8 Реконструкцию заходов ВЛ-35кВ ф-1,2 на ПС-35/6кВ «Куст-1» с учетом подключения проектируемых ВЛ-35кВ для обеспечения минимального количества пересечений ВЛ. Варианты реконструкции заходов ВЛ-35кВ на ПС-35/6кВ «Куст-1» предварительно (до разработки РД) согласовать с ООО «ЮЭС».
- 5.9 На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-35кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.
- 5.10 Трассу ВЛ-35кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-35кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.11 В проекте привести точный расчет вырубki просеки под прохождение ВЛ-35кВ по насаждениям в соответствии с п. №2.5.207 ПУЭ.
- 5.12 В местах пересечения ВЛ с судоходными реками (протоками и т.д.) предусмотреть установку навигационных знаков в соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ 26600-98 «Знаки навигационные внутренних судоходных путей».
- 5.13 Заземление, грозозащиту ВЛ-35кВ, ПС-35/6кВ выполнить в соответствии с главами 1.7, 2.5, 4.2 ПУЭ.
- 5.14 Сетчатое внешнее ограждение ПС-35/6кВ.
- 5.15 Расчет токов КЗ в прилегающей к проектируемой ПС-35/6кВ сети 35кВ.
- 5.16 Проверочный расчет оборудования ПС-6/35кВ «Касаев» (в том числе силовых трансформаторов 6/35кВ) в нормальном и аварийном (ремонтном) режимах на соответствие величине подключаемой нагрузки (с учетом проектируемого КП-13). В случае необходимости предусмотреть замену оборудования.
- 5.17 Расчет всех возможных (нормальный, аварийный и ремонтный) режимов работы сети 35кВ и 6кВ Западно-Усть-Балыкского месторождения с учетом проектируемых нагрузок и запуска синхронных электродвигателей потребителей подключенных к ПС-220/10/6 «Каркатеевы». По результатам расчета определить необходимость реконструкции существующих сетей и возможность подключения проектируемых нагрузок.
- 5.18 Проверочный расчет на соответствие ГОСТ 13109-97 величины остаточного напряжения на шинах 6кВ проектируемой ПС-35/6кВ.
- 5.19 Расчет уставок РЗА для проектируемых присоединений.

В части оборудования ПС-35/6кВ «Куст-9»:

- 5.20 ОРУ-35кВ по стандартной схеме главных цепей, номер 35-9 типа КТПБ(М) с применением вакуумных выключателей с электромагнитным приводом, силовых трансформаторов, полимерной изоляцией 6-35кВ.

- 5.21 Технические параметры оборудования определять с учетом возможности обеспечить питание ПС-35/6кВ «Куст-1» и ПС-35/6кВ «Куст-9» от перспективных ВЛ-35кВ ПС-220/35/10кВ «Усть-Балык».
- 5.22 Работу РПН силовых трансформаторов обеспечить в автоматическом и ручном режимах.
- 5.23 Маслоприемники силовых трансформаторов, маслопроводы и масбортник в соответствии с п.4.2.69 ПУЭ.
- 5.24 Приводы выключателей 35кВ укомплектовать пружинной приставкой для управления выключателем при отсутствии питания вторичных цепей.
- 5.25 Выключатели 35кВ, ТН-35кВ, ТСН оборудовать площадками обслуживания.
- 5.26 Ошибковку ОРУ-35кВ выполнить с термоусадкой с предварительным нанесением расцветки фаз в соответствии с главой 1.1 ПУЭ.
- 5.27 Ограничители перенапряжения 35кВ типа ОПН-П-35/40,5 УХЛП с корпусом из взрывобезопасного материала и регистраторами срабатывания. При этом монтаж регистраторов срабатывания выполнить с учетом возможности обслуживающего персонала снимать показания с площадки обслуживания.
- 5.28 Ограничители перенапряжения 6кВ типа ОПН-П-6/7,2 соответствующего климатического исполнения.
- 5.29 Схему включения трансформаторов напряжения 35кВ выполнить через разъединители. ТН-35кВ вынести в сторону от секции шин для безопасной работы на ТН без отключения секции шин.
- 5.30 Трансформаторы напряжения предусмотреть антирезонансного типа.
- 5.31 Устройства компенсации реактивной мощности с автоматическим регулированием в утепленном блок-боксе. Мощность и технические характеристики определить проектом.
- 5.32 Мачту освещения на территории ПС-35/6кВ.
- 5.33 КЛ от точек подключения до прожекторной мачты, БСК-6кВ по кабельным эстакадам. Технические характеристики и количество КЛ определить проектом.
- 5.34 ЗРУ-6кВ в модульном здании с ячейками серии К-63 (или аналог) с вакуумными выключателями с электромагнитной защелкой и электромагнитным приводом. Обеспечить наличие не менее 12 отходящих ячеек.
- 5.35 Ячейки 6кВ оснастить трехобмоточными трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЦ-10 с учетом подключения обмоток: 1 – цепи учета (счетчик электроэнергии), 2 – цепи измерения (приборы учета), 3 – цепи РЗА (МПУЗ). Коэффициенты трансформации, параметры ТТ определить проектом.
- 5.36 Светильники внутреннего и наружного освещения ПС-35/6кВ, шкафов РЗА с применением светодиодных ламп.
- 5.37 Силовые и контрольные кабели с изоляцией не распространяющей горение. Токовые цепи ОРУ-35кВ выполнить кабелем с медными жилами сечением не менее  $4\text{мм}^2$ , остальные токовые цепи не менее  $2,5\text{мм}^2$ .
- 5.38 Блок центральной сигнализации типа БМЦС.
- 5.39 Вывести в систему телемеханики сигналы:
- пожарной сигнализации;
  - концевых выключателей на дверях КРУН-6кВ;
  - управления обогревом оборудования ОРУ-35кВ и КРУН-6кВ (предусмотреть возможность регулирования температуры в автоматическом и ручном режимах);

- управления блоками РПН силовых трансформаторов;
  - значения напряжения заряда аккумуляторной батареи ЗВУ.
- 5.40 Схемы РЗА выполнить на русифицированных микропроцессорных устройствах (МПУЗ). Для защиты силовых трансформаторов – «Seram 1000+T87», трансформаторов напряжения – «Seram 1000+B22», вводные и отходящие линии 6кВ – «Seram 1000+S42».
- 5.41 Монтаж МПУЗ наружной установки выполнить на дверцах ячеек ЗРУ-6кВ.
- 5.42 Синхронизацию времени МПУЗ.
- 5.43 Удаленный доступ к МПУЗ для считывания аварийных осциллограмм, телеуправления, измерения параметров.
- 5.44 Выполнить питание ШУ 6 и 35 кВ отдельным, через автоматические выключатели. Запитать ШП ВВ-35 кВ через отдельный автоматический выключатель 0,4 кВ. Предусмотреть отдельные автоматы для подключения МПУЗ. "Seram" в каждом шкафу КРУН-6 кВ.
- 5.45 Преобразователи сигналов для МПУЗ типа ACE 949-2 и преобразователи для питания типа ACE 909-2.
- 5.46 Объединить в один контроллер блоки РЗА ячеек с обеспечением дистанционного доступа.
- 5.47 Систему оперативного тока на напряжении 220В постоянного тока. Предусмотреть автоматику работы выпрямителей для поддержания допустимого уровня напряжения на шинах постоянного тока.
- 5.48 Контроль min и max напряжения заряда аккумуляторной батареи ЗВУ.
- 5.49 Зарядное устройство типа AEES HPT с током заряда не менее 50А и контролем изоляции.
- 5.50 Питание цепей оперативного тока обеспечить аккумуляторными батареями типа 12-V105F «PowerSafe».
- 5.51 Дуговую защиту на СШ-6кВ выполнить оптической защитой типа «ОВОД». Отключение вводов 1,2 В-35кВ, СВ-35кВ от работы дуговой защиты при коротком замыкании в отсеке ввода 1,2 СШ-6кВ (предусмотреть связь контрольным кабелем).
- 5.52 Пожарную сигнализацию КРУН-6кВ типа Гранит-4.
- 5.53 Внутриблочные соединения шкафов, панелей и т.п. выполнить используя клеммники фирмы "Феникс-контакт". Связи оперативных шин между блоками выполнить, используя клеммники фирмы "Феникс-контакт", остальные междублочные связи выполнить на разъемах типа "Хартинг".
- 5.54 Для каждого присоединения 6кВ, 35кВ, ТСН-6/0,4кВ выполнить:
- a) Кододку испытательную (КИ) для проведения замены, калибровки счетчика с возможностью пломбирования;
  - b) Коробку соединительную с возможностью пломбирования для подключения счетчиков к шине RS485 по 2-м интерфейсам;
  - c) Счетчики типа СЭТ 4ТМ-03М с 2-мя интерфейсами связи RS485, оптическим портом, блоком резервного питания. Класс точности 0,2S/0,5;
  - d) Цепи учета от трансформаторов тока до КИ - вывести без промежуточных соединений;
  - e) Цифровые шитовые приборы (амперметры, вольтметры, измерители косинуса угла нагрузки, ваттметры) с возможностью изменения коэффициентов трансформации прибора в процессе эксплуатации;
  - f) Вывести все резервные блок-контакты выключателей на клеммники;

- г) Для проведения поверки (калибровки) на месте установки предусмотреть в непосредственной близости к щитовым приборам (амперметрам) дополнительный клеммный блок для закорачивания токовой цепи.
- 5.55 Объединить все приборы учета по 2-м интерфейсам RS485 и вывести сигналы в шкаф телемеханики.
- 5.56 АВР-100В для цепей учета электроэнергии с защитой от несанкционированного доступа.
- 5.57 Систему видеонаблюдения ОРУ-35кВ, КРУН-6кВ.
- 5.58 АИИС КУЭ производства ООО «НПО «МИР».
- 5.59 Систему телемеханики на базе контроллера «Омь» производства ООО «НПО «МИР» г.Омск с учетом требований:
- а) Преобразователи тока короткого замыкания на вводных ячейках с диапазоном сигналов датчиков: входной диапазон  $I=0-5A$ , выходной диапазон  $I=0-5mA$ ;
  - б) Преобразователи тока на ячейках отходящих линий и СВ с диапазоном сигналов датчиков: входной диапазон  $I=0-5A$ , выходной диапазон  $I=0-5mA$ ;
  - в) Преобразователи напряжения с диапазоном сигналов  $U_{вх}=0-120V$ ,  $I_{вых}=0-5mA$ ;
  - г) Канал передачи данных на базе радиомодема Integra-TR. Частотный диапазон согласовать с ООО «АИС-Сервис»;
  - д) Перечень и количество сигналов ТС, ТИ, ТУ согласовать с ООО «МЭН»;
  - е) Вывод сигналов с релейных шкафов для системы телемеханики предусмотреть в отдельный навесной шкаф внутри КРУН-6кВ.
- 5.60 Включить в смету затрат по ПС-35/6кВ работы на поверку всех трансформаторов тока и напряжения 6кВ, счетчиков электроэнергии непосредственно перед включением ПС-35/6кВ под рабочее напряжение.
- 5.61 Изготовление табличек с диспетчерскими наименованиями оборудования ПС-35/6кВ.
- 5.62 Пожарный шкаф, противопожарный инвентарь, стенд для СИЗ в соответствии с ППБ 01-03.
- 5.63 Комплект ЗИП в составе:
- устройство сопряжения оптическое типа УСО-2 для конфигурирования счетчиков;
  - приборы учета: амперметр – 1шт, вольтметр – 1шт, счетчик типа СЭТ 4ТМ.03.М – 1шт;
  - МПУ «Seram 1000+B22» – 1 шт;
  - МПУ «Seram 1000+T87» – 1 шт;
  - МПУ «Seram 1000+S42» – 1 шт;
  - ноутбук с предустановленным программным обеспечением для считывания аварийных осциллограмм, тестирования, программирования, изменения уставок и работой с базой данных устройств РЗА;
  - устройство для программирования и чтения данных со счетчиков СЭТ4ТМ.03 с интерфейса RS485 (MOXA) и оптического порта (УСО-2);
  - трансформаторы тока нулевой последовательности типа CSH 120 – 2шт;
  - спецотвертки для токовых клеммных соединений – 2шт;
  - кабель связи ЕВРО-УНИКУМ для связи с РС – 1шт;



- диэлектрическая подставка – 1шт;
- трансформатор напряжения 6кВ – 1шт;
- комплект трансформаторов тока 6кВ с Ктг=200/5 – 3шт;
- комплект трансформаторов тока 6кВ с Ктг=300/5 – 3шт;
- комплекты предохранителей для ТН-6кВ, ТН-35кВ, ТСН-6кВ;
- комплект ОПН-6кВ – 1 комплект (3шт);
- комплект ОПН-35кВ – 1 комплект (3шт);
- комплект проходных изоляторов 6кВ – 1 комплект (3шт);
- указатель напряжения 6кВ – 2шт; 35кВ – 2шт;
- коврики диэлектрические – количество определить проектом;
- перчатки диэлектрические (латекс) – 2 пары;
- боты диэлектрические – 2 пары;
- штанга изолирующая (оперативная или универсальная) – 2шт для каждого класса напряжения;
- заземления переносные трехфазные  $S=50\text{мм}^2$  – 2шт для каждого класса напряжения;
- лестница изолирующая  $L=3\text{м}$  – 1шт;
- ограждения временные (щиты) – 2шт;
- очки защитные – 2 пары;
- комплект плакатов безопасности.

В части подключения кустовых площадок №№ 9, 16, 21, 24:

- 5.64 Точки подключения ВВ-6кВ проектируемой ЛС-35/6кВ «Куст-9». Номера ячеек определить проектом.
- 5.65 ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-9, КП-16, КП-21, КП-24. Технические характеристики ВЛ определить проектом.
- 5.66 Постоянные знаки на опорах ВЛ в соответствии с п.№2.5.23 ПУЭ.
- 5.67 В проекте привести точный расчет вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям в соответствии с п.№2.5.207 ПУЭ.
- 5.68 На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.
- 5.69 Определять места пересечений проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ ОАО «СН-МНГ». В случае необходимости предусмотреть переврезку ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов.
- 5.70 Трассу ВЛ-6кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-6кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.71 В местах опасного сближения ВЛ-6кВ с автодорогами, зимниками предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений.
- 5.72 В местах пересечений ВЛ-6кВ с автодорогами, водными преградами предусмотреть переходы на повышенных опорах.

- 5.73 Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного автотранспорта 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 февраля 2009 № 160.
- 5.74 ЛР-6кВ на концевых опорах для подключения проектируемых КТПН-6/0,4кВ.
- 5.75 КТПН-6/0,4кВ на КП-9, КП-16, КП-21, КП-24. Тип, мощность, технические характеристики определить проектом.
- 5.76 БСК-0,4кВ в отсеке низкого напряжения КТПН-6/0,4кВ в случае необходимости компенсации реактивной мощности. Тип, технические характеристики определить проектом. Расчет-обоснование необходимости применения БСК-0,4кВ, а также выбора мощности конденсаторных установок включить в РД.
- 5.77 Защиту силовых трансформаторов КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (монтаж ОПН на приемных порталах КТПН-6/0,4кВ).
- 5.78 Узлы учета электроэнергии на стороне 0,4кВ в КТПН-6/0,4кВ с учетом требований:
- а) Защита от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока.
  - б) Трансформаторы тока класса точности 0,2S с возможностью пломбирования цепей учета.
  - в) Счетчик учета электроэнергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АЭСТУЭ по GSM каналу.
  - г) Обогрев узла учета в холодное время года.
- 5.79 Пункт АВР-6кВ на КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 из трех ячеек типа К-112 или аналогов на общей площадке обслуживания.
- 5.80 Крепление проводов к ЛР-6кВ, КТПН-6/0,4кВ, ячеек 6кВ пункта АВР-6кВ при помощи плазменных зажимов.
- 5.81 Площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ поднять на уровень не менее 1,2м.
- 5.82 КЛ-0,4кВ от КТПН-6/0,4кВ до электроприемников по кабельным эстакадам. Технические характеристики КЛ, способ прокладки определить проектом.
- 5.83 Трассы КЛ, ВЛ согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.84 Расчет сетей 6кВ в рабочем и аварийном режиме на соответствие ГОСТ 13109-97 уровня напряжения на зажимах электроприемников КП-9, КП-16, КП-21, КП-24.
- 5.85 Мачты освещения, грозозащиту оборудования КП-9, КП-16, КП-21, КП-24.
- 5.86 Расчет токов КЗ в проектируемых сетях 6кВ.
- 5.87 Заземление электроприемников, КТПН-6/0,4кВ, ЛР-6кВ, пункта АВР-6кВ в соответствии с главами 1.7, 7.3 ПУЭ.
6. Срок действия ТУ – 6 месяцев.

Генеральный директор

Н.М. Симкин

Исп. В.В. Макаев  
Тел.: (34643) 41349



№4

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

4 апреля 2014 г.  
На № МБ - 195

№ ВКС- Р302  
от 06.03.2014г.

Директору по новым проектам,  
технике и технологии  
И.Г. Тухфатуллину

О предоставлении ТУ

**Уважаемый Ильдар Гарифуллович!**

Направляю Вам технические условия на подключение КП № 9, 16, 21, 24  
Западно-Усть-Балыкского месторождения.

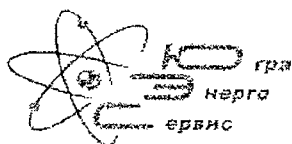
Приложение: ТУ №465-НС от 04.04.2014г. - 7 листов в 1 экз.

**В.Е. Сыровежкин**

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

465-НС  
04.04.14

Вх. №	167 - 466
дт	04.04.2014



Российская Федерация  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ЮграЭнергоСервис»

Юридический адрес:

628684, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
г.разд. Мегнов, улица Заречная, дом 24, строение 2

Почтовый адрес:

628684, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
г.разд. Мегнов, улица Заречная, дом 24, строение 2

Тел./факс: (34643) 4-16-06

ОКПО 66592083, ОККОГУ 4210014, ОКВЭД 40.1.

ИНН 8605022269 КПП 860501001

ОГРН 1108605000129

Р/с 40702810500290002583

в ОАО «УРАЛСИБ» г.Москва,

БИК 044525787, к/сч 3010181010000000787

« 04 » 04 2014г.

№ 455-НС

Главному энергетiku  
ОАО «СН-МНГ»  
В.Е. Сыровежkinу

О выдаче ТУ на электроснабжение КП-9, 16,  
21, 24 Западно-Усть-Балыкского м/р.

На исх. № ВКС-804 от 03.04.2014г.

Сообщаю технические условия на электроснабжение КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.

Запрашиваемая мощность:

- КП-9 – 1700 кВт
- КП-16 – 1463 кВт.
- КП-21 – 1513 кВт.
- КП-24 – 1594 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.
2. Проект согласовать с ООО «ЮЭС».
3. Проект предоставить на бумажном и электронном носителе х.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Проектом предусмотреть:
  - 5.1 ПС-35/6кВ «Куст-9» в центре нагрузок КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Месторасположение ПС-35/6кВ определить в процессе проектно-изыскательских работ.
  - 5.2 Напряжение на шинах ПС-35/6кВ «Куст-1», ПС-6/35кВ «Касеев» – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 5.3 Категорию надежности электроснабжения определить проектом.
  - 5.4 Реконструкцию ОРУ-35кВ ПС-35/6кВ «Куст-1» Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти с образованием транзитной схемы типа 35-9. Тип. технические

характеристики определить исходя из величины подключаемой нагрузки и существующего оборудования ПС-35/6кВ «Куст-1».

- 5.5 Точки подключения: проектируемые ВВ-35кВ ПС-35/6кВ «Куст-1» Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.
- 5.6 Мощность силовых трансформаторов проектируемой ПС-35/6кВ определить проектом исходя из величины нагрузок КП-9, КП-6, КП-21, КП-24 Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти.
- 5.7 Двухцепную ВЛ-35кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой ПС-35/6кВ. Технические характеристики ВЛ-35кВ определить проектом с учетом установки стеклянных подвесных изоляторов.
- 5.8 Реконструкцию заходов ВЛ-35кВ ф-1.2 на ПС-35/6кВ «Куст-1» с учетом подключения проектируемых ВЛ-35кВ для обеспечения минимального количества пересечений ВЛ. Варианты реконструкции заходов ВЛ-35кВ на ПС-35/6кВ «Куст-1» предварительно (до разработки РД) согласовать с ООО «ЮЭС».
- 5.9 На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-35кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.
- 5.10 Трассу ВЛ-35кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-35кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.11 В проекте привести точный расчет вырубки просеки под прохождение ВЛ-35кВ по насаждениям в соответствии с п.№2.5.207 ПУЭ.
- 5.12 В местах пересечения ВЛ с судоходными реками (протоками и т.д.) предусмотреть установку навигационных знаков в соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ 26600-98 «Знаки навигационные внутренних судоходных путей».
- 5.13 Заземление, гроозащиту ВЛ-35кВ, ПС-35/6кВ выполнить в соответствии с главами 1.7, 2.5, 4.2 ПУЭ.
- 5.14 Сетчатое внешнее ограждение ПС-35/6кВ.
- 5.15 Расчет токов КЗ в прилегающей к проектируемой ПС-35/6кВ сети 35кВ.
- 5.16 Проверочный расчет оборудования ПС-6/35кВ «Населен» (в том числе силовых трансформаторов 6/35кВ) в нормальном и аварийном (ремонтном) режимах на соответствующие величины подключаемой нагрузки (с учетом проектируемого КП-13). В случае необходимости предусмотреть замену оборудования.
- 5.17 Расчет всех возможных (нормальный, аварийный и ремонтный) режимов работы сети 35кВ и 6кВ Западно-Усть-Балыкского месторождения с учетом проектируемых нагрузок и запуска синхронных электродвигателей потребителей подключенных к ПС-220/10/6 «Каркатеевы». По результатам расчета определить необходимость реконструкции существующих сетей и возможность подключения проектируемых нагрузок.
- 5.18 Проверочный расчет на соответствие ГОСТ 11109-97 величины остаточного напряжения на шинах 6кВ проектируемой ПС-35/6кВ.
- 5.19 Расчет уставок РЗА для проектируемых присоединений.

В части оборудования ПС-35/6кВ «Куст-9»:

- 5.20 ОРУ-35кВ по стандартной схеме главных цепей номер 35-9 типа КТПБ(М) с применением вакуумных выключателей с электромагнитным приводом, силовых трансформаторов, полимерной изоляцией 6-35кВ.

- 5.21 Технические параметры оборудования определить с учетом возможности обеспечить питание ПС-35/6кВ «Куст-1» и ПС-35/6кВ «Куст-9» от перспективных ВЛ-35кВ ПС-220/35/10кВ «Усть-Балык».
- 5.22 Работу РПН силовых трансформаторов обеспечить в автоматическом и ручном режимах.
- 5.23 Маслоприемники силовых трансформаторов, маслопроводы и масборник в соответствии с п.4.2.69 ПУЭ.
- 5.24 Приводы выключателей 35кВ укомплектовать пружиной приставкой для управления выключателем при отсутствии питания вторичных цепей.
- 5.25 Выключатели 35кВ, ТН-35кВ, ТСН оборудовать площадками обслуживания.
- 5.26 Опиловку ОРУ-35кВ выполнить с термоусадкой с предварительным нанесением расцветки фаз в соответствии с главой 1.1 ПУЭ.
- 5.27 Ограничители перенапряжения 35кВ типа ОПН-П-35/40,5 УХЛН с корпусом из взрывобезопасного материала и регистраторами срабатывания. При этом монтаж регистраторов срабатывания выполнить с учётом возможности обслуживающего персонала снимать показания с площадки обслуживания.
- 5.28 Ограничители перенапряжения 6кВ типа ОПН-П-6/7,2 соответствующего климатического исполнения.
- 5.29 Схему включения трансформаторов напряжения 35кВ выполнить через разъединители ТН-35кВ вынести в сторону от секции шин для безопасной работы на ТН без отключения секции шин.
- 5.30 Трансформаторы напряжения предусмотреть антирезонансного типа.
- 5.31 Устройства компенсации реактивной мощности с автоматическим регулированием в утепленном блок-боксе. Мощность и технические характеристики определить проектом.
- 5.32 Мачту освещения на территории ПС-35/6кВ.
- 5.33 КЛ от точек подключения до прожекторной мачты, БСК-6кВ по кабельным эстакадам. Технические характеристики и количество КЛ определить проектом.
- 5.34 ЗРУ-6кВ в модульном здании с ячейками серии К-63 (или аналог) с вакуумными выключателями с электромагнитной защелкой и электромагнитным приводом. Обеспечить наличие не менее 12 отходящих ячеек.
- 5.35 Ячейки 6кВ оснастить трехобмоточными трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЦ-10 с учетом подключения обмоток: 1 – цепи учета (счетчик электроэнергии), 2 – цепи измерения (приборы учета), 3 – цепи РЗА (МПУЗ). Коэффициенты трансформации, параметры ТТ определить проектом.
- 5.36 Светильники внутреннего и наружного освещения ПС-35/6кВ, шкафов РЗА с применением светодиодных ламп.
- 5.37 Силовые и контрольные кабели с изоляцией не распространяющей горение. Токовые цепи ОРУ-35кВ выполнить кабелем с медными жилами сечением не менее 4мм<sup>2</sup>, остальные токовые цепи не менее 2,5мм<sup>2</sup>.
- 5.38 Блок центральной сигнализации типа БМЦС.
- 5.39 Вывести в систему телемеханики сигналы:
- пожарной сигнализации;
  - концевых выключателей на дверях КРУН-6кВ;
  - управления обогревом оборудования ОРУ-35кВ и КРУН-6кВ (предусмотреть возможность регулирования температуры в автоматическом и ручном режимах);

- управления блоками РПН силовых трансформаторов;
  - значения напряжения заряда аккумуляторной батареи ЗВУ.
- 5.40 Схемы РЗА выполнить на русифицированных микропроцессорных устройствах (МПУЗ). Для защиты силовых трансформаторов – «Seram 1000+T87», трансформаторов напряжения – «Seram 1000+B22», вводные и отходящие линии 6кВ – «Seram 1000+S42».
- 5.41 Монтаж МПУЗ наружной установки выполнить на дверцах ячеек ЗРУ-6кВ.
- 5.42 Синхронизацию времени МПУЗ.
- 5.43 Удаленный доступ к МПУЗ для считывания аварийных осциллограмм, телеуправления, измерения параметров.
- 5.44 Выполнить питание ШУ 6 и 35 кВ раздельным, через автоматические выключатели. Запитать ШП ВВ-35 кВ через отдельный автоматический выключатель 0,4 кВ. Предусмотреть отдельные автоматы для подключения МПУЗ "Seram" в каждом шкафу КРУН-6 кВ.
- 5.45 Преобразователи сигналов для МПУЗ типа АСТ 949-2 и преобразователи для питания типа АСЕ 909-2.
- 5.46 Объединить в один контроллер блоки РЗА ячеек с обеспечением дистанционного доступа.
- 5.47 Систему оперативного тока на напряжении 220В постоянного тока. Предусмотреть автоматику работы выпрямителей для поддержания допустимого уровня напряжения на шинах постоянного тока.
- 5.48 Контроль min и max напряжения заряда аккумуляторной батареи ЗВУ.
- 5.49 Зарядное устройство типа АЕЕС НРТ с током заряда не менее 50А и контролем изоляции.
- 5.50 Питание цепей оперативного тока обеспечить аккумуляторными батареями типа 12-V105F «PowerSafe».
- 5.51 Дуговую защиту на ШН-6кВ выполнить оптической защитой типа «ОВОД». Отключение вводов 1,2 В-35кВ, СВ-35кВ от работы дуговой защиты при коротком замыкании в отсеке ввода 1,2 ШН-6кВ (предусмотреть связь контрольным кабелем).
- 5.52 Пожарную сигнализацию КРУН-6кВ типа Графит-4
- 5.53 Внутривлочные соединения шкафов, панелей и т.п. выполнить используя клеммники фирмы "Феникс-контакт". Связи оперативных шин между блоками выполнить, используя клеммники фирмы "Феникс-контакт", остальные междублочные связи выполнить на разъемах типа "Хартинг".
- 5.54 Для каждого присоединения 6кВ, 35кВ, ТСН-6/0,4кВ выполнить:
- a) Колодку испытательную (КИ) для проведения замены, калибровки счетчика с возможностью пломбирования;
  - b) Коробку соединительную с возможностью пломбирования для подключения счетчиков к шине RS485 по 2-м интерфейсам
  - c) Счетчики типа СЭТ 4ТМ-03М с 2-мя интерфейсами связи RS485, оптическим портом, блоком резервного питания. Класс точности 0,2S/0,5;
  - d) Цепи учета от трансформаторов тока до КИ - вывести без промежуточных соединений;
  - e) Цифровые шитовые приборы (амперметры, вольтметры, измерители косинуса угла нагрузки, ваттметры) с возможностью изменения коэффициентов трансформации прибора в процессе эксплуатации;
  - f) Вывести все резервные блок-контакты выключателей на клеммники;

- г) Для проведения поверки (калибровки) на месте установки предусмотреть в непосредственной близости к ищитовым приборам (амперметрам) дополнительный клеммный блок для закорачивания токовой цепи.
- 5.55 Объединить все приборы учета по 2-м интерфейсам RS485 и вывести сигналы в шкаф телемеханики.
- 5.56 АВР-100В для цепей учета электроэнергии с защитой от несанкционированного доступа.
- 5.57 Систему видеонаблюдения ОРУ-35кВ, КРУН-6кВ.
- 5.58 АИИС КУЭ производства ООО «НПО «МИР».
- 5.59 Систему телемеханики на базе контроллера «Оль» производства ООО «НПО «МИР» г.Омск с учетом требований:
- а) Преобразователи тока короткого замыкания на вводных ячейках с диапазоном сигналов датчиков: входной диапазон  $I=0-5A$ , выходной диапазон  $I=0-5mA$ ;
  - б) Преобразователи тока на ячейках отходящих линий и СВ с диапазоном сигналов датчиков: входной диапазон  $I=0-5A$ , выходной диапазон  $I=0-5mA$ ;
  - в) Преобразователи напряжения с диапазоном сигналов  $U_{кх}=0-120V$ ,  $I_{вых}=0-5mA$ ;
  - г) Канал передачи данных на базе радиомодема Integra-TR. Частотный диапазон согласовать с ООО «АИС-Сервис»;
  - д) Перечень и количество сигналов ТС, ТН, ТУ согласовать с ООО «МЭН»;
  - е) Вывод сигналов с релейных шкафов для системы телемеханики предусмотреть в отдельный навесной шкаф в гутри КРУН-6кВ.
- 5.60 Включить в смету затрат по ПС-35/6кВ работы на поверку всех трансформаторов тока и напряжения 6кВ, счетчиков электроэнергии непосредственно перед включением ПС-35/6кВ под рабочее напряжение.
- 5.61 Изготовление табличек с диспетчерскими наименованиями оборудования ПС-35/6кВ.
- 5.62 Пожарный шкаф, противопожарный инвентарь, стенд для СИЗ в соответствии с ППВ 01-03.
- 5.63 Комплект ЗИП в составе:
- устройство сопряжения оптическое типа УСО-2 для конфигурирования счетчиков;
  - приборы учета: амперметр – 1шт, вольтметр – 1шт, счетчик типа СЭТ 4ТМ.03.М – 1шт;
  - МПУ «Seram 1000+B22» – 1 шт;
  - МПУ «Seram 1000-T87» – 1 шт;
  - МПУ «Seram 1000-S42» – 1 шт;
  - ноутбук с предустановленным программным обеспечением для считывания аварийных осциллограмм, тестирования, программирования, изменения уставок и работы с базой данных устройств ГЗА;
  - устройство для программирования и чтения данных со счетчиков СЭТ4ТМ.03 с интерфейса RS485 (МОХА) и оптического порта (УСО-2);
  - трансформаторы тока нулевой последовательности типа СШН 120 – 2шт;
  - сплотивертки для токовых клеммных соединений – 2шт;
  - кабель связи ЕВРО-УНИКУМ для связи с РС – 1шт;



- диэлектрическая подставка – 1 шт;
- трансформатор напряжения 6кВ – 1 шт;
- комплект трансформаторов тока 6кВ с Кгг=200/5 – 3 шт;
- комплект трансформаторов тока 6кВ с Кгг=300/5 – 3 шт;
- комплекты предохранителей для ТН-6кВ, ТН-35кВ, ТСН-6кВ;
- комплект ОПН-6кВ – 1 комплект (3 шт);
- комплект ОПН-35кВ – 1 комплект (3 шт);
- комплект проходных изоляторов 6кВ – 1 комплект (3 шт);
- указатель напряжения 6кВ – 2 шт; 35кВ – 2 шт;
- коврики диэлектрические – количество определить проектом;
- перчатки диэлектрические (латекс) – 2 пары;
- боты диэлектрические – 2 пары;
- штанга изолирующая (оперативная или универсальная) – 2 шт для каждого класса напряжения;
- заземления переносные трехфазные  $S=50\text{мм}^2$  – 2 шт для каждого класса напряжения;
- лестница изолирующая  $L=3\text{м}$  – 1 шт;
- ограждения временные (шты) – 2 шт;
- очки защитные – 2 пары;
- комплект плакатов безопасности.

**В части подключения кустовых площадок №№ 9, 16, 21, 24:**

- 5.64 Точки подключения: ВВ-6кВ проектируемой ПС-35/6кВ «Куст-9». Номера ячеек определить проектом.
- 5.65 ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-9, КП-16, КП-21, КП-24. Технические характеристики ЗЛ определять проектом.
- 5.66 Постоянные знаки на опорах ВЛ в соответствии с п. №2.5.23 ПУЭ.
- 5.67 В проекте привести точный расчет вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям в соответствии с п. №2.5.267 ПУЭ.
- 5.68 На стадии проектно-изыскательских работ выявить пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с коммуникациями сторонних организаций и получить от них технические условия для выполнения пересечений.
- 5.69 Определить места пересечений проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ ОАО «СН-МПП». В случае необходимости предусмотреть переврезку ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов.
- 5.70 Трассу ВЛ-6кВ и предварительные решения в части пересечения ВЛ-6кВ с существующими коммуникациями согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.71 В местах опасного сближения ВЛ-6кВ с автодорогами, зимниками предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений.
- 5.72 В местах пересечений ВЛ-6кВ с автодорогами, водными преградами предусмотреть переходы на повышенных опорах.

- 5.73 Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного автотранспорта 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 февраля 2009 № 160.
- 5.74 ЛР-6кВ на концевых опорах для подключения проектируемых КТПН-6/0,4кВ.
- 5.75 КТПН-6/0,4кВ на КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 Тип, мощность, технические характеристики определить проектом.
- 5.76 БСК-0,4кВ в отсеке низкого напряжения КТПН-6/0,4кВ в случае необходимости компенсации реактивной мощности. Тип, технические характеристики определить проектом. Расчет-обоснование необходимости применения БСК-0,4кВ, а также выбора мощности конденсаторных установок включить в РД.
- 5.77 Защиту силовых трансформаторов КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (монтаж ОПН на приемных порталах КТПН-6/0,4кВ).
- 5.78 Узлы учета электроэнергии на стороне 0,4кВ в КТПН 6/0,4кВ с учетом требований:
- а) Защита от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока.
  - б) Трансформаторы тока класса точности 0.2S с возможностью пломбирования цепей учета.
  - в) Счетчик учета электроэнергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АЭСТУЭ по GSM каналу.
  - г) Обогрев узла учета в холодное время года.
- 5.79 Пункт АВР-6кВ на КП-9, КП-16, КП-21, КП-24 из трех ячеек типа К-112 или аналогов на общей площадке обслуживания.
- 5.80 Крепление проводов к ЛР-6кВ, КТПН-6/0,4кВ, ячеек 6кВ пункта АВР-6кВ при помощи пластичных зажимов.
- 5.81 Площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ поднять на уровень не менее 1,2м.
- 5.82 КЛ-0,4кВ от КТПН-6/0,4кВ до электроприемников по кабельным эстакадам. Технические характеристики КЛ, способ прокладки определить проектом.
- 5.83 Трассы КЛ, ВЛ согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 5.84 Расчет сетей 6кВ в рабочем и аварийном режиме на соответствие ГОСТ 13109-97 уровня напряжения на зажимах электроприемников КП-9, КП-16, КП-21, КП-24.
- 5.85 Мачты освещения, грозозащиту оборудования КП-9, КП-16, КП-21, КП-24.
- 5.86 Расчет токов КЗ в проектируемых сетях 6кВ.
- 5.87 Заземление электроприемников, КТПН-6/0,4кВ, ЛР-6кВ, пункта АВР-6кВ в соответствии с главами 1.7, 7.3 ПУЭ.
6. Срок действия ТУ – 6 месяцев.

Генеральный директор

Н.М. Спикун



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

03 марта 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АЖС - 00  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику ДПОИП ТИТ  
М.Н.Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх. № МБ-164 от 27.02.2014 г. направляю перечень скважин: КП № № 16, 21, 24 Западно-Усть-Балыкского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 3 л., 1 экз.

Начальник ДДНГ

А.С. Жданов

6 эк. МБ-415  
03.03.14

### Перечень скважин КП №21 Западно-Усть-Балыкского м/р с планируемым погружным оборудованием

[illegible]



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

03 марта 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АЖС - 99  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику ДпоНП Тиг  
М.Н.Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх. № МБ-164 от 27.02.2014 г. направляю перечень скважин: КП №№ 16, 21, 24 Западно-Усть-Балыкского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 3 л., 1 экз.

Начальник ДДНГ

А.С. Жданов

С № МБ-415  
03.03.14

Перечень скважин КП №24 Западно-Усть-Балыкского 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
Западно-Усть-Балык р-н 3006р	***	24	гор, МГРП	БС10	128	63	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	126	62	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	125	61	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	110	54	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	103	50	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	85	42	45	5-80-2200	63
	***		гор, МГРП	БС10	82	40	45	5-80-2200	63
	***		нагн	БС10	36	18	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	35	17	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	35	17	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	34	17	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	30	15	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	30	15	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	22	11	45	5-25-2200	32
	***		гор, МГРП	БС10	110	54	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	103	50	45	5-125-2200	90
	***		гор, МГРП	БС10	85	42	45	5-80-2200	63
	***		гор, МГРП	БС10	82	40	45	5-80-2200	63
	***		нагн	БС10	34	17	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	30	15	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	30	15	45	5-30-2200	32
	***		нагн	БС10	22	11	45	5-25-2200	32
	***		водоз	ПК				5л-400-1800	180
	***		водоз	ПК				5л-400-1800	180



Дополнение № 6

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

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

4 марта 2014 г.  
На № МБ-163

№ ОН-36  
от 27 февраля 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	21	Зап.-Усть-Балыкское	771098	509289	130°.

Главный маркшейдер

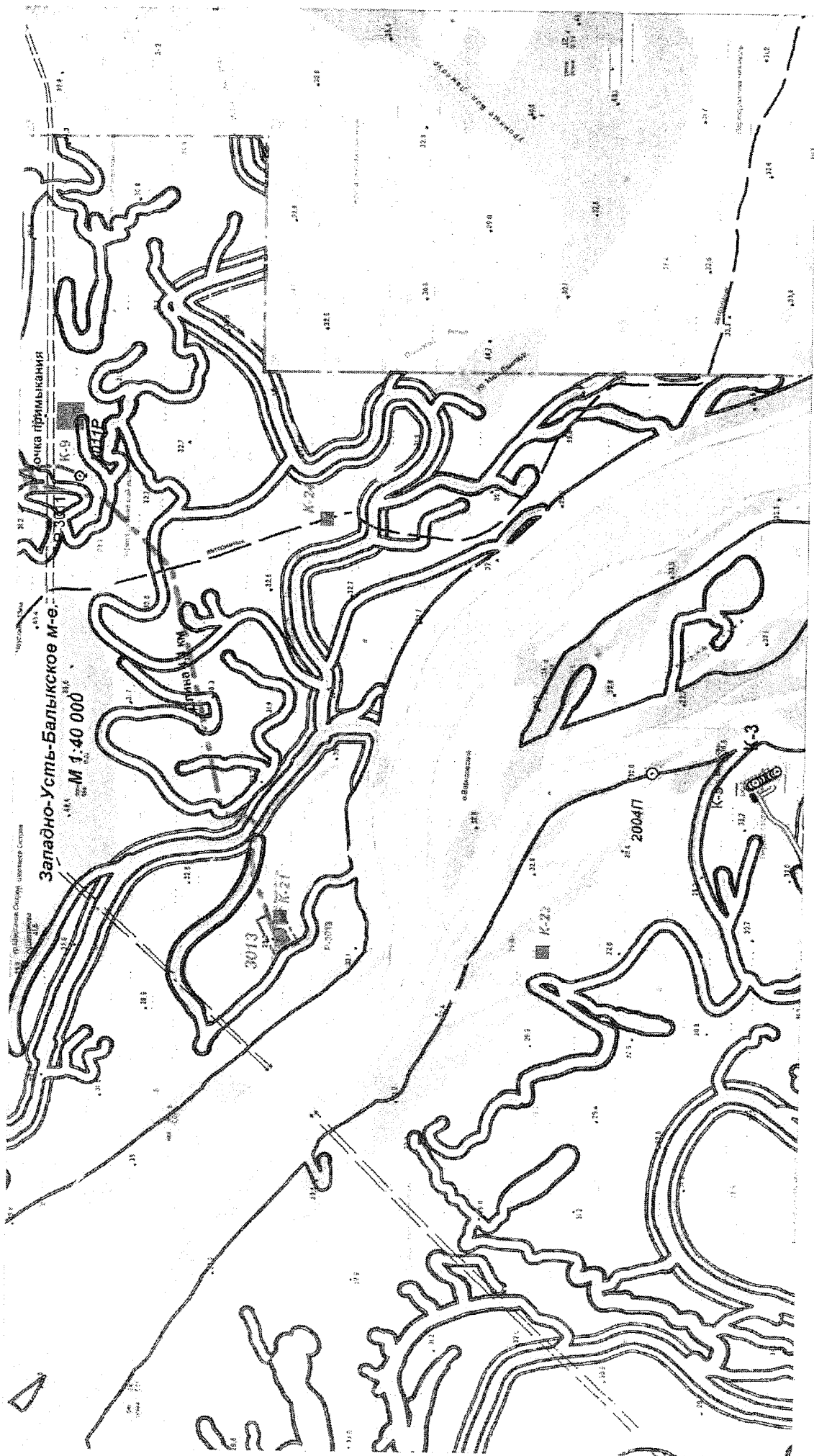
А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Исп. Войтович А.Л.  
Тел. 46-990

6 МБ-163  
27.02.14







Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975, [NovichkovAA@mng.slavneft.ru](mailto:NovichkovAA@mng.slavneft.ru)

17 03 2014г.

№ АН- 590

**Справка**

Площадки кустов скважин №7бис, 14, 16, 21, 24 Западно-Усть- Балыкского месторождения нефти расположены за пределами территории традиционного природопользования.

Главный маркшейдер  
ОАО «СН-МНГ»

А.А. Новичков

Соловей Д.В.  
46-877



Присоединение 15

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

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

4 марта 2014 г.  
На № МБ-163

№ АН-46  
от 27.03.2014 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	24	Зап.-Усть-Балыкское	770793	512344	345°.

Главный маркшейдер

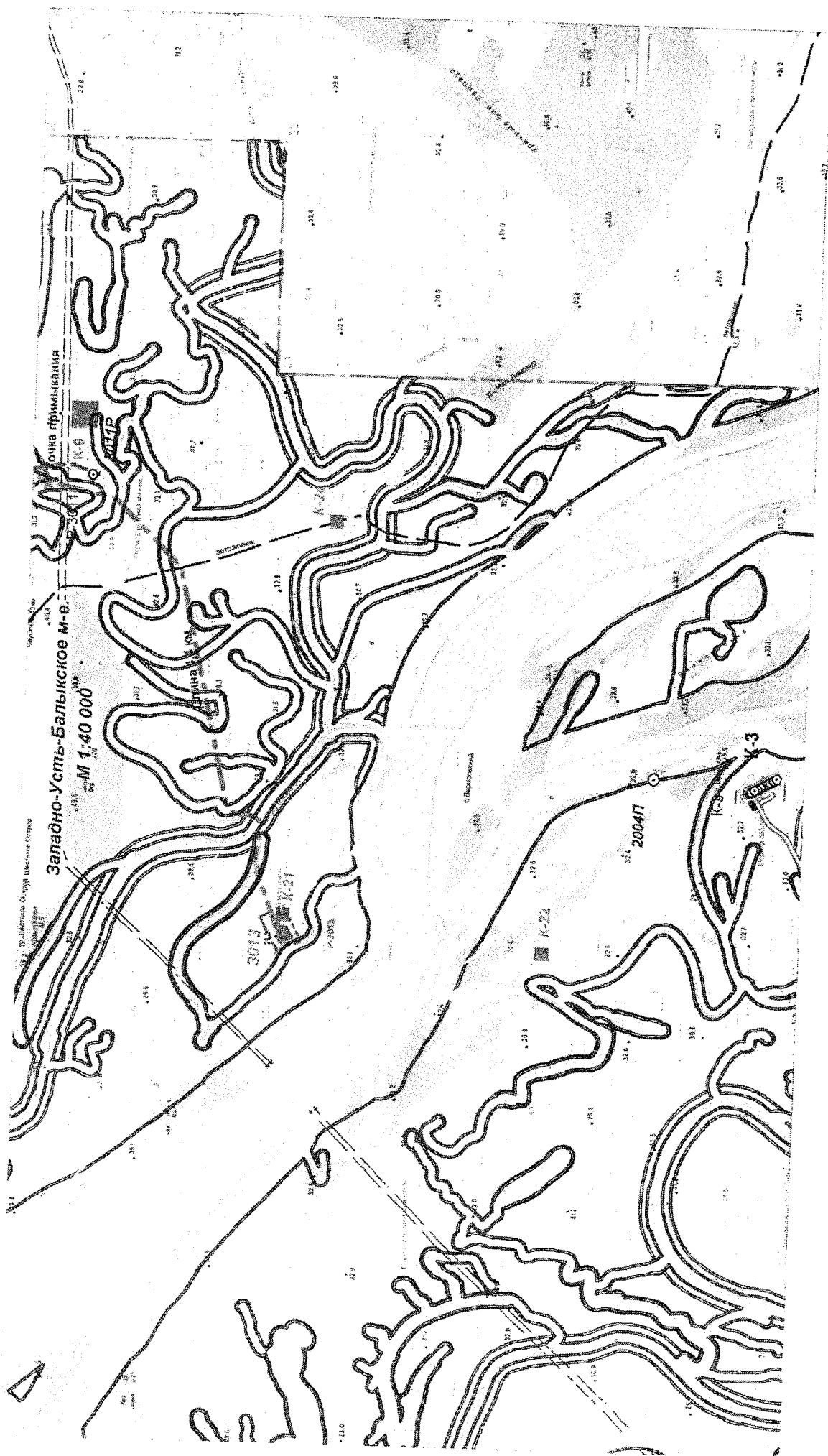
А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Исп. Войтевич А.Д.  
Тел. 46-990

116-432  
06.03.14





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975, [NovichkovAA@mng.slavneft.ru](mailto:NovichkovAA@mng.slavneft.ru)

17 03 2014г.

№ АН- 590

### Справка

Площадки кустов скважин №7бис, 14, 16, 21, 24 Западно-Усть- Балыкского месторождения нефти расположены за пределами территории традиционного природопользования.

Главный маркшейдер  
ОАО «СН-МНГ»

А.А. Новичков

Соловей Д.В.  
46-877



*Приложение № 7*

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-20-70, факс (34643) 4-90-50

28 марта 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ДТ-46/384  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

Начальнику ДНПТ и Т  
ОАО «СН-МНГ»  
Бессонову М.Н.

*О проектировании*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам измененные схемы разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количество пласта со скважины:

1. КП № 71, 49, 54, 57, 97, 71, 94 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м<sup>3</sup>, гор.скв.-2500 м<sup>3</sup>;
2. КП № 6 бис, 6, 21 Западно-Усть-Балыкское м/р – н/н скв.-1500м<sup>3</sup>, гор.скв.-2500 м<sup>3</sup>;
3. КП № 154 Аганское м/р – н/н скв.-1500м<sup>3</sup>, гор.скв.-2500 м<sup>3</sup>;
4. КП № 154 Ватинское м/р – н/н скв.-1300м<sup>3</sup>, гор.скв.-2300 м<sup>3</sup>;

С уважением,  
Начальник ПТО

А.Н. Терешун

Д.Н. Уразаев  
49-150

*Р. МБ-635  
28.03.14*





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-20-70, факс (34643) 4-90-50

27 марта 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ с/В-46/37-1  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

Начальнику ДНПТ и Т  
ОАО «СН-МНГ»  
Бессонову М.Н.

*О проектировании*

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам измеренные схемы разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количество пласта со скважины:

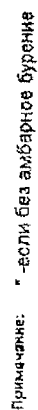
1. КП № 69, 43, 14, 19 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м<sup>3</sup>, гор.скв-2500 м<sup>3</sup>;
2. КП № 14, 24 Западно-Усть-Балыкское м/р – н/н скв.-1500м<sup>3</sup>, гор.скв-2500 м<sup>3</sup>.

С уважением,  
Начальник ПТО

А.Н. Тересун

Д.И. Ураков  
49-150

June 2nd 1874



Начальник ДТН ОАД "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО ДСС ОАО "СН. МНГ"

Брюхов Д.А.

Порогундов М.О.

Уразова Д.И.



**«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин №21»**  
(полное наименование объекта)

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Нефтеюганский район, Западно-Усть-Балыкское месторождение  
(адрес расположения объекта)

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Куст скважин №21</b> (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ГПД.	
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>Нефтегазопровод от куста скважин №21 до т.вр. в нефтегазопровод с КП №9; Нефтегазопровод от т.вр. КП №21 до т.вр. КП №3; Нефтегазопровод от т.вр. КП №3 до т.вр. КП №1,1бис; Нефтегазопровод от т.вр. КП №2,7 до т.вр. КП №1,2.</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	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	

	особенности которых, влияют на их безопасность		
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №21; ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №21.</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин №21.</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 явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

**«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин №24»**  
(полное наименование объекта)

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Нефтеюганский район, Западно-Усть-Балыкское месторождение  
(адрес расположения объекта)

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Куст скважин №24</b> (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Нефтегазопровод от куста скважин №24 до т.вр. в нефтегазопровод КП №9; Нефтегазопровод от т.вр. КП №24 до т.вр. КП №21;</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>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №24. ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №24</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин №24</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 явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП «ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 21».

## 1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин 21», 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:

- РД 39-0137095-001-86. Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объемы автоматизации. Основные положения.
- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
- ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.
- ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

## 2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

*Куст скважин № 21 в составе:*

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

## 3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 21» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается

рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

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

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

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

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыцкого 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 осуществлять 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 № 21:

### 1. Скважины с ЭЦН

- местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по двум линиям связи: типа «сухой контакт» и интерфейс «RS 485»;

### 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 управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)
- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

#### Приложение:

*Схема электрооборудования и габаритно присоединительные размеры – 3 листа.*

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 оборудования добывающего фонда индикатором тока;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

### 3. 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;
- учет расходования химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнализация положений силового электрооборудования;
- сигнализация о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

### 4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вэлт ПИД 113 в комплекте с ИВП-24.24 с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением датчика 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 – 21.

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

Проектом предусмотреть:

- вывод информации о состоянии обогревателей обратных клапанов в систему телемеханики АДКУ-2000+;
- вывод информации о состоянии обогревателей посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления. В БМА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики
- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
- расположение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +500 С со степенью

защиты IP 65.

- точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 21.**

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-52», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль состояния оборудования**

Для дистанционного контроля за состоянием оборудования добывающего фонда предусмотреть индикаторы тока ИТ-2Н, ООО «НПФ "Инпротест"», г. г. Екатеринбург.

#### **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 -50 +100 С) и состояния обогревателя на верхний уровень в режиме реального времени, посредством «СТМ-ZK91».

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить регулятор ОВЕН 2TRM1 производства фирмы ОВЕН).

#### **Приложение:**

*Автоматизированная схема 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.

## **7. Пожарная сигнализация**

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.
- РД 78.36.002-99. Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические элементов схем.

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

## **8. Объем пожарной сигнализации**

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 21:

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

В блоке технологическом автоматизированной замерной установки предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок технологический установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке установки дозирования химреагентов предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок дозирования установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке аппаратном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-3СУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-3СУ». Перед входом в блок аппаратный 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 КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления, который установлен в помещении блока аппаратного и дальнейшей передачей на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Начальник ОА

С.В. Наливайко

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ**  
**«ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН №21».**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в СТК-Z181.80 в блоке аппаратурном.

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, входящая в комплект БА.

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,4375 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ. АФУ расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 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 № 07-002891 от 26.03.2007*

*1 экз. 4 листа.*

Начальник ОА



С.В. Наливайко



МИНИСТЕРСТВО  
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И СВЯЗИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
СВЯЗИ  
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
E-mail: mail@minsvyaz.ru

№ \_\_\_\_\_

на № \_\_\_\_\_

# РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-002891

От 16.03.2007  
(дата выдачи)

Срок действия до: 15.03.2018  
(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 № 8 ул., д. 19, г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра 638684  
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 09.11.2006 № 3524/03, решение ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2006 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 09.10.2006 № 05-3-031783.

Приложение: Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 3 л. в 1 экз.

Заместитель руководителя

С.А. Булан

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



Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «26» 03. 2007 № 07-002891

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федерального агентства связи.

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

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

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (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 Федеральное агентство связи 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 Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на десять 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, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

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

2.1. Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

2.2. Работа абонентских станций разрешается только в пределах зоны обслуживания базовой станции.

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

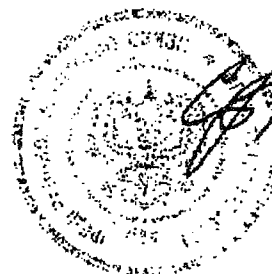
Основные технические характеристики оборудования сети								
Диапазон рабочих частот:		на передачу		146,0-174,0 МГц				
		на прием		146,0-174,0 МГц				
Класс излучения:		8K50F3E						
Мощность излучения АС		стационарных и возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт						

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность, передаваемой на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
БС-1	град, мин Нефтеюганский рн, Западно-Усть-Балыкское месторождение, УПН 60N57 72E24	м 40	дБ 9,0	град 0-360/ 0/ вертикальная	Вт 10,0		МГц 160,4375	МГц 160,4375
АС-1	Нефтеюганский рн, Западно-Усть-Балыкское месторождение, куст-1 61N05 72E15	10	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4375	160,4375
АС-2	Нефтеюганский рн, Западно-Усть-Балыкское месторождение, база 61N06 72E16	10	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4375	160,4375



АС стационар- ные	В зоне действия БС-1	15	0,0	0-360/ 0/ верти- кальная	10,0		160,4375	160,4375
-------------------------	-------------------------	----	-----	-----------------------------------	------	--	----------	----------

Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи



С.А. Буланга

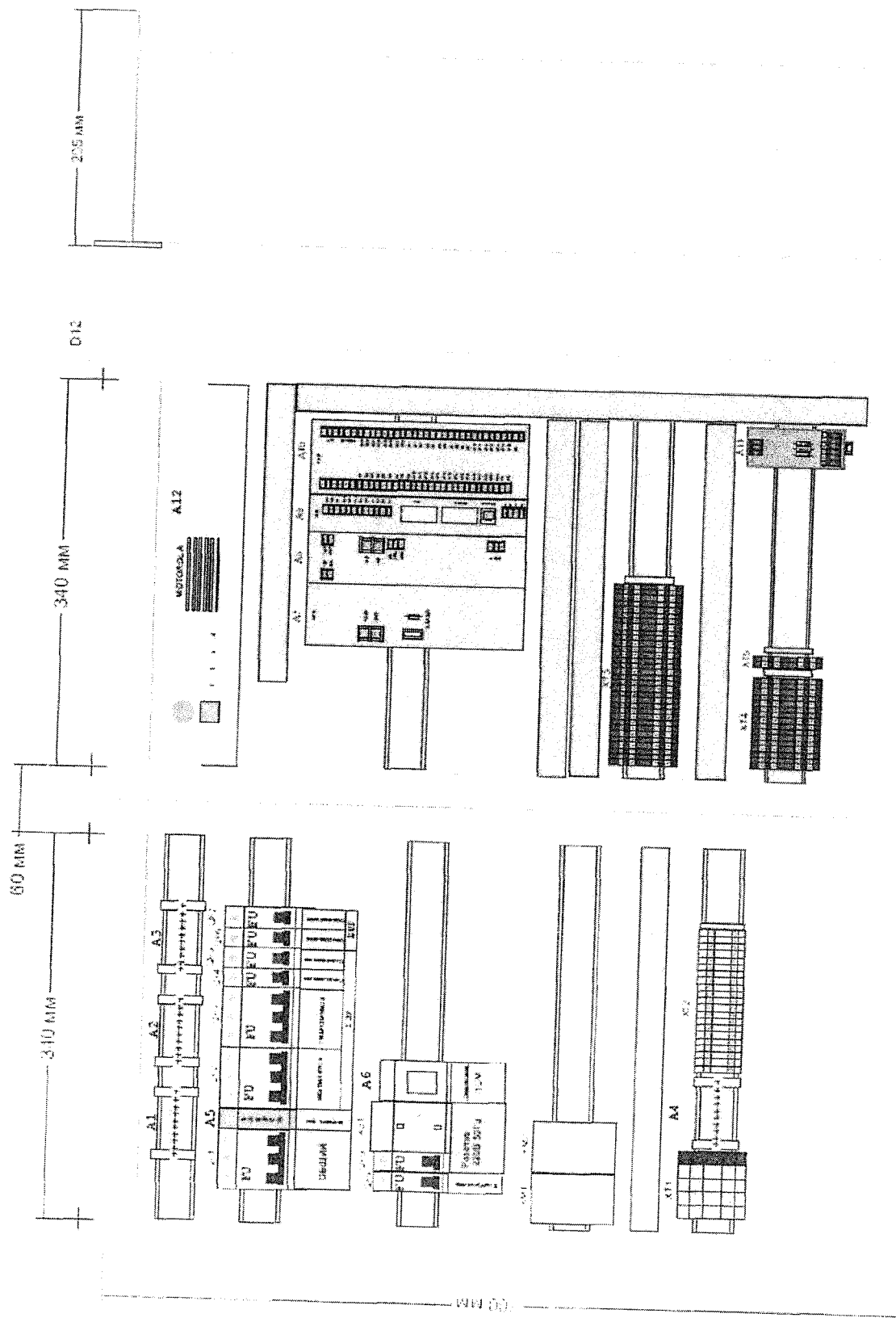
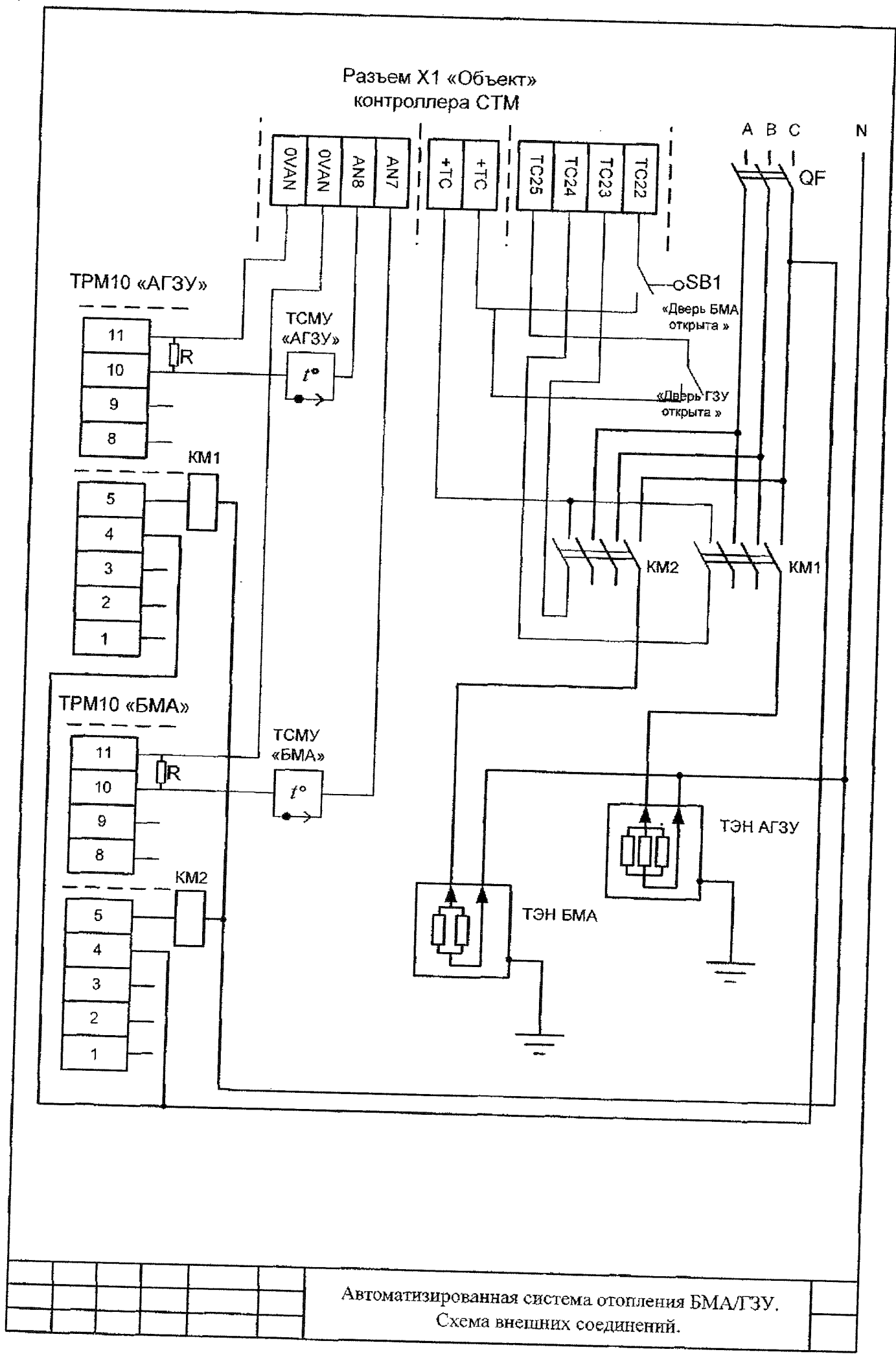


Рисунок 1 Станция терминальная кустовая СТК-Z181.80  
 42.76.3.008.00.000  
 Габаритно-присоединительные размеры







Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.  
Схема внешних соединений.

# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП «ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 24».

## 1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин 24», 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:

- РД 39-0137095-001-86. Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объемы автоматизации. Основные положения.
- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
- ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.
- ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

## 2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

*Куст скважин № 24 в составе:*

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

## 3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин № 24» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается

рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

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

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

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

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП – 5 Западно-Усть-Балькского 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 осуществлять 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 № 24:

### 1. Скважины с ЭЦН

- местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по двум линиям связи: типа «сухой контакт» и интерфейс «RS 485»;

### 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 управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)
- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

#### Приложение:

*Схема электрооборудования и габаритно присоединительные размеры – 3 листа.*

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 ДПП 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 ДПП 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 КПО («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 оборудования добывающего фонда индикатором тока;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

### 3. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

### 4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных ВЗлет ПЦД 113 в комплекте с ИВП-24.24 с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика 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 – 24.

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

Проектом предусмотреть:

- вывод информации о состоянии обогревателей обратных клапанов в систему телемеханики АДКУ-2000+;
- вывод информацию о состоянии обогревателей посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления. В БМА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики
- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
- расположение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +500 С со степенью

защиты IP 65.

- точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 24.**

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-52», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль состояния оборудования**

Для дистанционного контроля за состоянием оборудования добывающего фонда предусмотреть индикаторы тока ИТ-2Н, ООО «НПФ "Инпротест"», г. г. Екатеринбург.

#### **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 -50 +100 С) и состояния обогревателя на верхний уровень в режиме реального времени, посредством «СТМ-ZK91».

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить регулятор ОВЕН 2TRM1 производства фирмы ОВЕН.

#### **Приложение:**

*Автоматизированная схема 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.

## **7. Пожарная сигнализация**

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.
- РД 78.36.002-99. Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические элементов схем.

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

## **8. Объем пожарной сигнализации**

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 24:

- 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-ЗСУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-ЗСУ». 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 КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления, который установлен в помещении блока аппаратурного и дальнейшей передачей на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Начальник ОА



С.В. Наливайко

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ**  
**«ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН №24».**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в СТК-Z181.80 в блоке аппаратном.

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, входящая в комплект БА.

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,4375 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП - 5 Западно-Усть-Балыкского месторождения Аганского НГДУ. АФУ расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 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.

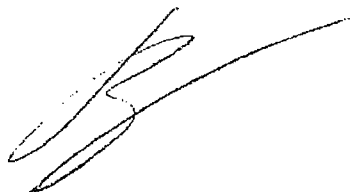
Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

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 № 07-002891 от 26.03.2007**

**1 экз. 4 листа.**

Начальник ОА



С.В. Наливайко



МИНИСТЕРСТВО  
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И СВЯЗИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
СВЯЗИ  
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
E-mail: mail@minsvyaz.ru

№ \_\_\_\_\_

из № \_\_\_\_\_

**РАЗРЕШЕНИЕ**  
на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-002891

От 16.03.2013  
(дата выдачи)

Срок действия до: 15.03.2014  
(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 № 8 ул., д. 19, г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 638684  
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 09.11.2006 № 3524/03, решение ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2006 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 09.10.2006 № 05-3-031783.

Приложение: Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 3 л. в 1 экз.

Заместитель руководителя

С.А. Булант

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



Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «26» 03. 2007 № 07-002891

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

1.1. Места установки, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотных каналы должны соответствовать частотно-территориальному плану.

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 Федерального агентства связи.

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

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

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен пресекать 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 Федеральное агентство связи 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 Федеральным агентством связи 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, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

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

2.1. Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

2.2. Работа абонентских станций разрешается только в пределах зоны обслуживания базовой станции.

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

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F3E	
Мощность излучения АС	стационарных и возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/поляризация	Мощность передающей на выходе передатчика (из кабеля)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Нефтеюганский рн, Западно-Усть-Балыкское месторождение, УПН 60N57 72E24	40	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4375	160,4375
АС-1	Нефтеюганский рн, Западно-Усть-Балыкское месторождение, куст-1 61N05 72E15	10	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4375	160,4375
АС-2	Нефтеюганский рн, Западно-Усть-Балыкское месторождение, база 61N06 72E16	10	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4375	160,4375

АС стационар- ные	В зоне действия БС-1	15	0,0	0-360/ 0/ верти- кальная	10,0		160,4375	160,4375
-------------------------	-------------------------	----	-----	-----------------------------------	------	--	----------	----------

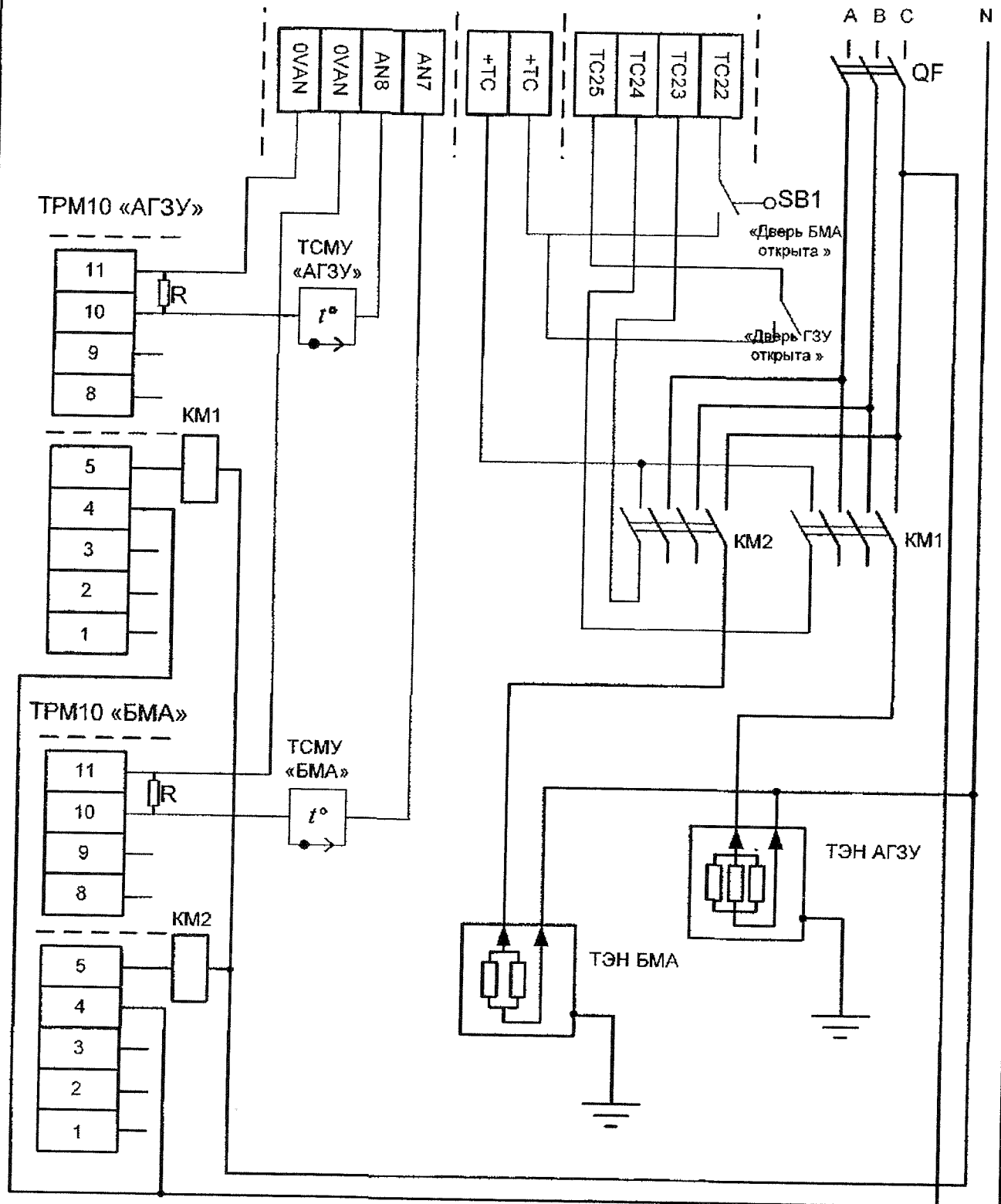
Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи



С.А. Буланч



Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.  
Схема внешних соединений.

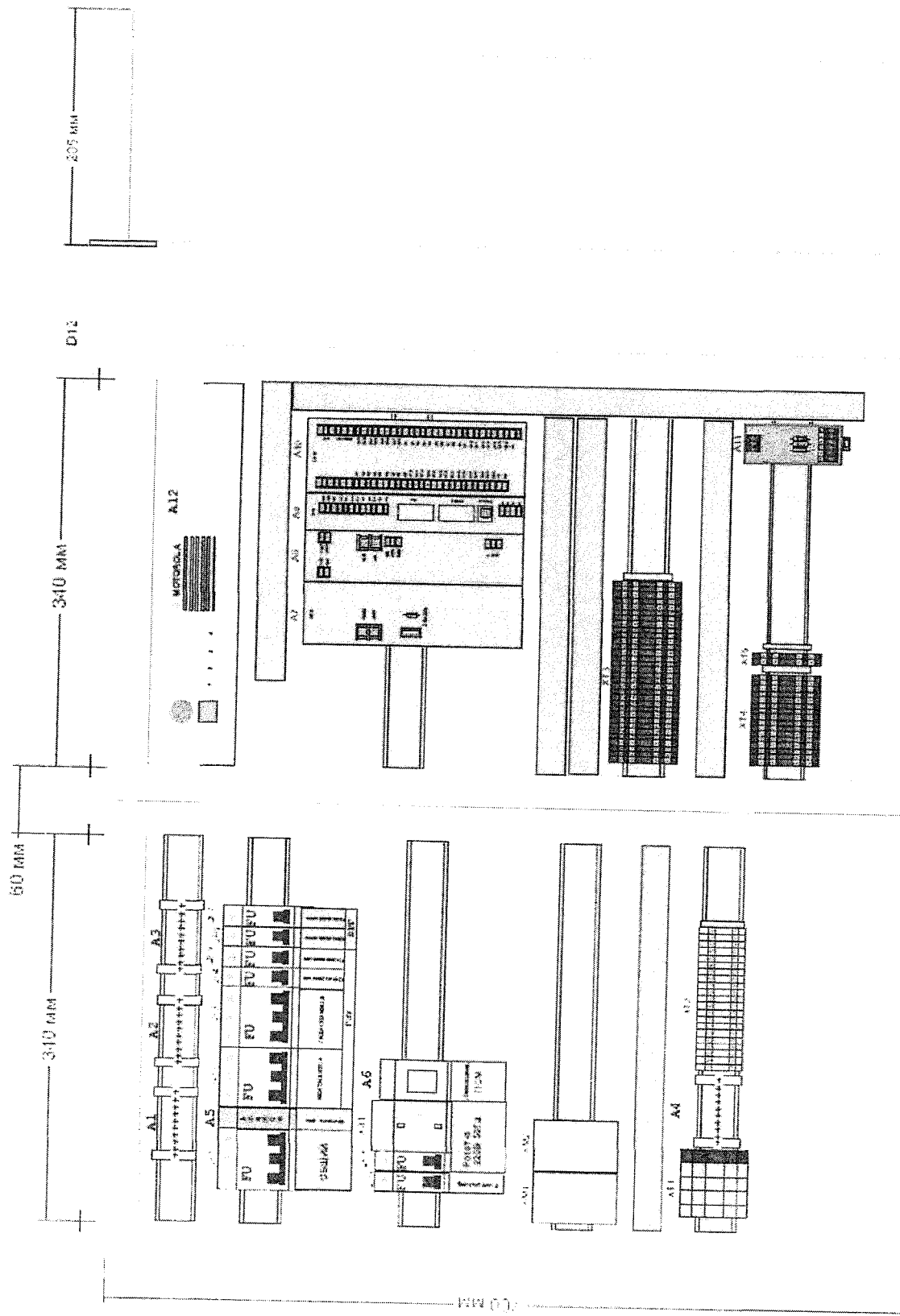


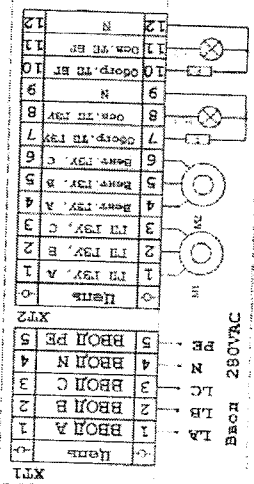
Рисунок 1 Станция телемеханики кустовая СГК-З181.80  
42.76\*3 008.00.000  
Различные электрооборудования и габаритно-присоединительные рамеры



А1.1

Характеристики автоматических выключателей (число полюсов/номинальный ток)  
ВВОД

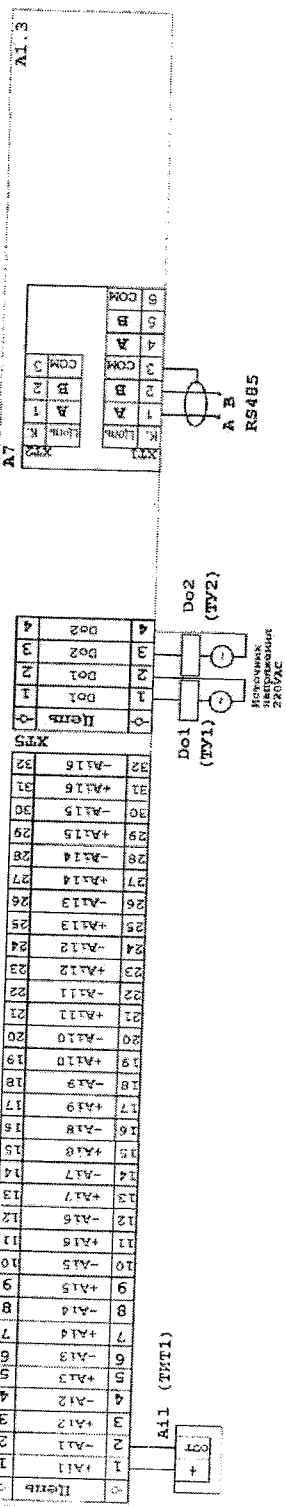
тип ТЭВ	3/25
Вент. ТЭВ	3/1,6
Обор. ТЭВ	5/2,5
Обор. ТЭВ	1/4
Обор. ТЭВ	1/4
Обор. ТЭВ	1/4
Обор. ТЭВ	1/4
Обор. ТЭВ	1/4



А1.2

54	открыт D1	64
53	открыт D1	63
52	открыт D1	62
51	открыт D1	61
50	открыт D1	60
49	открыт D1	59
48	открыт D1	58
47	открыт D1	57
46	открыт D1	56
45	открыт D1	55
44	открыт D1	54
43	открыт D1	53
42	открыт D1	52
41	открыт D1	51
40	открыт D1	50
39	открыт D1	49
38	открыт D1	48
37	открыт D1	47
36	открыт D1	46
35	открыт D1	45
34	открыт D1	44
33	открыт D1	43
32	открыт D1	42
31	открыт D1	41
30	открыт D1	40
29	открыт D1	39
28	открыт D1	38
27	открыт D1	37
26	открыт D1	36
25	открыт D1	35
24	открыт D1	34
23	открыт D1	33
22	открыт D1	32
21	открыт D1	31
20	открыт D1	30
19	открыт D1	29
18	открыт D1	28
17	открыт D1	27
16	открыт D1	26
15	открыт D1	25
14	открыт D1	24
13	открыт D1	23
12	открыт D1	22
11	открыт D1	21
10	открыт D1	20
9	открыт D1	19
8	открыт D1	18
7	открыт D1	17
6	открыт D1	16
5	открыт D1	15
4	открыт D1	14
3	открыт D1	13
2	открыт D1	12
1	открыт D1	11
0	открыт D1	10
0	открыт D1	9
0	открыт D1	8
0	открыт D1	7
0	открыт D1	6
0	открыт D1	5
0	открыт D1	4
0	открыт D1	3
0	открыт D1	2
0	открыт D1	1
0	открыт D1	0

А1.3



Пов. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
А1	Станция телемеханики кустовая СТК-2181.80	1	
42 7613.008.00.000			
42 7613.008.00.000 35			
Станция телемеханики кустовая СТК-2181.80			
Схема подключения			
Изм.	Лист	№ докум.	Дата
Разраб.	Ваконин		
Проект	Шило		
Т. контр.			
И. контр.	Емельянов		
Утв.	Мирошечко		
Лист 1			
Листов 1			
ЗАО НПО ИНТРОТЕСТ			

Должен быть к технологическим схемам разработки заледей Усть-Балыкского месторождения

Лист 3

Таблица 3.3.1 – Свойства пластовой нефти по продуктивным пластам Западно-Усть-Балыкского месторождения

Наименование параметра	Пласт БС <sub>3</sub>		Пласт БС <sub>10</sub>		Пласт ЮС <sub>1</sub>		Пласт ЮС <sub>3</sub>		Пласты ЮС <sub>1</sub> , ЮС <sub>3</sub>
	По [3.11]	По анализу с Усть-Балыкским [3.5]	Диапазон значений	Принятые значения (по [3.4])	Рекомендуемые значения*	Принятые значения (по [3.4])**	Принятые значения (по [3.4])**	Рекомендуемые значения (по [3.4])**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пластовое давление, МПа		23	24,4-25	24,6	24,9	30,3***	31,5		
Пластовая температура, °С		70	73-83	82	82	85	91		
Вязкость, мПа·с		6,7	2,8-8,6	8,20	5,29	10,3	10,3		
Газосодержание, м³/т			16,64-38,54	53,26	26,38	77,0	77,0		11,3
Газосодержание при диффузии (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м³/т									78,81
При ступенчатой сепарации: P <sub>1</sub> = 0,393 МПа; t <sub>1</sub> = 20 °С P <sub>2</sub> = 0,103 МПа; t <sub>2</sub> = 10 °С P <sub>3</sub> = 0,103 МПа; t <sub>3</sub> = 50 °С	50,50	29,00	14,48-53,44	46,48	27,19	67	67		70,32
Объемный коэффициент при одноступенчатом разгазировании									
Объемный коэффициент при диффузии (ступенчатом) разгазировании	1,124	1,114	1,079-1,408	1,351	1,092	1,216	1,216		1,259
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³		815	1,080-1,388	1,04	1,090	1,183	1,183		1,224
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		3,65	662,5-845,5	691,40	839	774	774		743
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-7</sup>		8,3***	2,13-5,6	2,31	5,30	0,93	0,94		2,09
Плотность нефтяного газа, кг/м³, при 20 °С:			6,22-15,49	13,54	11,11	12,3	12,30		14,1
- при одноступенчатом (ступенчатом) разгазировании									
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании			0,979-1,176	1,031	1,071	1,201	1,201		1,221
Плотность дегазированной нефти, кг/м³, при 20 °С:			0,896-1,110	0,983	1,024	1,153	1,153		1,091
- при одноступенчатом (ступенчатом) разгазировании									
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	858	887	871-897	882	891	855	855		874
Примечание: * - по данным исследования (РНН) нефти, 2008-2010 гг) рубиновых проб нефти методом однократного и дифференциального разгазирования; ** - по аналогам с нефтью Туларинского месторождения (а по Туларинскому м-ю приняты на основании обобщения свойств нефти близлежащих месторождений); *** - по аналогам с нефтью пласта БВЗ Тепловского месторождения; **** - по ГДИ в ств 2004.									866

Таблица 3.3.3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Западно-Усть-Балыкского месторождения

Наименование параметра	Кол-во исследований		Диапазон значений	Принятые значения (по [3,4])	Диапазон значений после отбораковки	Рекомендуемые средние значения
	ска.	проб				
1	2	3	4	5	6	7
Плотность при 20°C, кг/м³	8	13	870,7-914,8	897,9	884-895,6	888,6
Кинематическая вязкость нефти, мм²/с						
- при 20°C	8	12	12,81-188,6	103,10	35-63,83	47,40
- при 50°C	8	12	5,64-38,42	21,70	11,7-18,48	14
Молекулярная масса	2	2	264-266	-	264-266	265
Температура застывания, °C	3	3	(-2)-3	-	(-2)-3	0
Массовое содержание, %						
- серы	7	10	1,79-2,89	2,37	1,89-2,13	2,0
- смол силикателевых	7	9	5,83-17,6	11,25	10,58-17,6	14,16
- асфальтенов	7	9	0,38-3,01	1,56	2,16-3,01	2,55
- парафинов	7	9	2,24-4,97	3,48	2,58-2,90	2,75
- воды	7	11	0-43,6	26,5	отс.	отс.
- механических примесей	5	8			0,006-0,010	0,02
Содержание хлористых солей, мг/л	6	6	0-72	34,8	0-18,7	10,31
Температура плавления парафина, °C	3	3	58-64,5	-	58-64,5	61
Температура начала кипения, °C	6	9	48-72	59	48-70	59
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %						
- до 100°C	5	7	2-5	2,75	2-5	3,3
- до 150°C	5	7	7,5-13	9,75	7,5-11	9,1
- до 200°C	5	7	15-22	18,5	15-19	16,9
- до 250°C	4	5	22-30	30	22-25,2	23,4
- до 300°C	5	7	32-41	35,8	32-38,2	35,3

Окончание табл.3.3.3

Окончание табл.3.3.3

Наименование параметра	ЮС <sub>Г</sub> <sup>0</sup>			ЮС <sub>Г</sub>			Принятые значения
	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Кол-во исследованных		Диапазон значений	
	скв.	проб		скв.	проб		
	8	9	10	5	6	7	8
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	1	1	842,2	1	2	867,8-860,5	864,15
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с							
- при 20°С	1	1	6,36	1	2	13,23-13,33	13,28
- при 50°С	1	1	3,14	1	2	6-7	6,29
Молекулярная масса	1	1		-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1					
Массовое содержание, %							
- серы	1	1	1,16	1	2	1,42-1,46	1,44
- смол силикагелевых	1	1		1	2	5,8-6,72	6,26
- асфальтенов	1	1		1	2	0,35-1,61	0,98
- парафинов	1	1		1	2	4,3	4,3
- воды	1	1	0,49	1	2	10-40	25
- механических примесей	1	1		1	2	0,2502-0,2704	0,2603
Содержание хлористых солей, мг/л	1	1	4,1				-
Температура плавления парафина, °С	1	1					
Температура начала кипения, °С	1	1	35	1	2	54-57	55,5
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %							
- до 100°С	1	1	8,0	1	2	3-3,5	3,25
- до 150°С	1	1	17,5	1	2	9-13,5	11,3
- до 200°С	1	1	28,5	1	2	17-24,5	19,3
- до 250°С	1	1		1	2	25,5-30	27,8
- до 300°С	1	1	50	1	2	36-42	39

Как уже указывалось в работе [3.10], большинство поверхностных проб нефти исследованы не в полном объеме – в некоторых пробах не определены содержание смол, асфальтенов, парафинов, серы, молекулярный вес нефти, в других – фракционный состав

Таблица 3.3.4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Западно-Усть-Балыкского месторождения

Наименование параметра	Плэт БС <sub>н</sub> по ПЗ 2008 [3.4]				Плэт БС <sub>н</sub> (рекомендуемые значения)						
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при ступенчатой сепарации пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях			
	выделивш. газ	нефть	выделивш. газ	нефть		выделивш. газ	нефть	выделивш. газ	нефть		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Молярная концент. компонентов, %											
- сероводород	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
- диоксид углерода	0.69	0.01	0.6	0.01	0.25	0.65	0.00	0.98	0.00	0.21	
- азот	1.04	0.00	1.04	0.00	0.37	0.95	0.00	0.64	0.00	0.22	
и т.д. газы	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
- метан	70.86	0.29	71.76	0.08	25.81	70.80	0.00	71.41	0.00	15.68	
- этан	7.38	0.21	9.57	0.35	2.76	6.34	0.10	6.23	0.17	1.45	
- пропан	9.99	1.1	9.88	2.09	4.09	9.83	0.58	9.6	0.74	2.49	
- изобутан	3.02	0.89	2.24	1.48	1.53	3.71	0.52	3.31	0.74	1.09	
- норм. бутан	4.58	2.1	3.11	3.04	3	4.64	1.4	4.63	1.38	1.75	
- изопентан	1.32	1.60	0.76	2.26	1.47	1.40	2.81	1.47	1.11	2.46	
- норм. пентан	0.84	2.05	0.5	2.87	1.74	1.07	1.93	1.36	1.25	1.72	
- гексаны	0.10		0.44		1.31	0.62	4.5	0.65	-	3.44	
- гептаны	0.21		0.46		1.38	-	5.9	0.1	-	4.47	
- остаток C <sub>9</sub> -		91.72		87.84	56.35	-	90.1	-	94.61	70.37	
Молярная масса, г/моль	27.8	257.16	24	251.5	173.21	25.41	267	25.37	251.3	213.07	
Плотность											
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1.031		0.983			1.071		1.024			
- газа относительно (по воздуху)	0.856		0.777			0.942		0.876			
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		882.1		874.5	691.4		891.4		893.7	839.2	



Окончание таблицы 3.3.4

Наименование параметра	Пласты ЮС (по аналогам с Западно-Асомышским)					
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть	
	выделивш. газ	нефть	выделивш. газ	нефть		
12	13	14	15	16	17	
Молярная концентрация компонентов, %						
- сероводород	0.00	0.00	0.00	-	0.00	
- двуокись углерода	1.89	0.00	2.08	-	0.84	
- азот-средние	0.86	0.00	1.08	-	0.38	
в т.ч. горючий	0.01	0.00	-	-	-	
- метан	59.85	0.00	69.76	-	26.63	
- этан	8	0.04	7.97	-	3.58	
- пропан	12.98	1.08	10	-	6.37	
- изобутан	2.51	0.66	1.58	-	1.48	
- норм. бутан	7.61	3.74	4.18	-	5.46	
- изопентан	1.7	2.1	0.87	-	1.93	
- норм. пентан	2.09	3.73	0.89	-	3	
- гексаны	2.5	-	1.38	-	-	
- гептаны	-	-	-	-	-	
- остаток C <sub>n</sub>	-	88.66	-	-	50.33	
Молярная масса, г/моль	29.6	244.5	26.21	-	148.90	
Плотность						
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1.221	-	1.084	-	-	
- газа относительная (по воздуху)		-	0.940	-	-	
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		873.6	-	-	760.8	

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ

Рабочим агентом пункта налива нефти Западно-Усть-Балыкского месторождения является газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ) поступающая с куста №1, №16, №2 и одиночных скважин.

Характеристика и физико-химические свойства продукции приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика и физико-химические свойства продукции.

№	Наименование сырья, материалов, реагентов, используемых в продукции	Номер гос. стандарта, техническое условие, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Нормы по ГОСТ, ОСТ, СТН, ТУ	Область применения, качество продукции
1	Нефть		Плотность, при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> Вязкость динамическая, мПа·с при 20 °С при 50 °С Массовое содержание, %: - серы - смолы - асфальтенов - парафинов Температура застывания, °С Фракционный состав, % до 100 ° до 150 ° до 200 ° до 300 °	879 27 9,3 1,6 7,9 2,7 3,7 -5 2,4 10,5 17,9 35,1	
2	Пластовая вода		pH Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> Общая минерализация, г/л	7,2 996 13,6	
3	Попутный нефтяной газ		Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т Содержание, % -метан -этан -пропан -изобутан -н.бутан -изопентан -н.пентан -группа C6+остаток -азот -углекислый газ Молекулярная масса, г/моль Плотность, кг/м <sup>3</sup>	88 69,18 5,88 11,20 1,97 5,47 1,29 1,60 1,46 1,76 0,19 25,81 1,073	

Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Усть-Балыкского месторождения  
Таблица 3.3.1 – Свойства пластовой нефти по продуктивным пластам Западно-Усть-Балыкского месторождения

Г.И.И.И.

Таблица 3.3.1 – Свойства пластовой нефти по продуктивным пластам Западно-Усть-Балыкского месторождения

Наименование параметра		Пласт БС <sub>3</sub>		Пласт БС <sub>10</sub>			Пласт ЮС <sub>1</sub>	Пласт ЮС <sub>2</sub>	Пласт ЮС <sub>3</sub>	
		По [3.11]	По аналогии с Усть-Балыкским [3.5]	Диапазон значений	Принятые значения (по [3.4])	Рекомендуемые значения*	Принятые значения (по [3.4])**	Рекомендуемые значения (по аналогии с нефтью пласта ЮС <sub>1</sub> Западно-Балыкского м-р)***		
1		2	3	4	5	6	7	8	9	
Пластовое давление, МПа			23	24,4-25	24,6	24,9	30,5***	31,5		
Пластовая температура, °С			70	73-83	82	82	83	91		
Давление насыщения, МПа			6,7	2,8-3,6	8,20	5,29	10,3	10,3		
Газосодержание, м³/т				16,64-38,54	53,26	26,38	77,0	77,0		
Газосодержание при диф. (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м³/т										
При ступенчатой сепарации:										
P <sub>1</sub> = 0,393 МПа; t <sub>1</sub> = 20 °С		30,50	29,00	14,48-53,44	46,48	27,19	67	67		
P <sub>2</sub> = 0,103 МПа; t <sub>2</sub> = 10 °С										
P <sub>3</sub> = 0,103 МПа; t <sub>3</sub> = 50 °С										
Объемный коэффициент при однофазном разгазировании										
Объемный коэффициент при диф. (ступенчатом) разгазировании		1,124	1,114	1,079-1,408	1,351	1,092	1,216	1,216		
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³			815	882,5-843,5	891,40	839	774	774		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с			3,65	2,13-3,6	2,31	5,30	0,93	0,94		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>			8,5***	6,22-15,49	13,54	11,11	12,3	12,30		
Плотность нефтяного газа, кг/м³ при 20 °С:										
- при однофазном (ступенчатом) разгазировании				0,979-1,176	1,031	1,071	1,291	1,291		
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании				0,896-1,110	0,983	1,024	1,150	1,153		
Плотность газифицированной нефти, кг/м³ при 20 °С:										
- при однофазном (ступенчатом) разгазировании				871-897	882	891	855	855		
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		858	887	859,1-898,7	849	894	850	850		
Примечание: * - по данным исследования (ВНИИнефть, 2003-2010гг) глубинных проб нефти методом однократного и дифференциального разгазирования; ** - по аналогии с нефтью Тупинского месторождения (в по Тупинскому м-р приняты на основании обобщения свойств нефти близлежащих месторождений); *** - по ГДИ в сев 2004.										
по аналогии с нефтью Тупинского месторождения (в по Тупинскому м-р приняты на основании обобщения свойств нефти близлежащих месторождений); ****, по ГДИ в сев 2004.										

Таблица 3.3.3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Западно-Усть-Балыкского месторождения

Наименование параметра	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Принятые значения (по [3.4])	Диапазон значений после отбраковки	Рекомендуемые средние значения
	ска.	проб				
1	2	3	4	5	6	7
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	8	13	870,7-914,8	897,9	884-895,6	888,6
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с						
- при 20°C	8	12	12,81-188,6	103,10	35-63,83	47,40
- при 50°C	8	12	5,64-38,42	21,70	11,7-18,48	14
Молекулярная масса	2	2	264-266	-	264-266	265
Температура застывания, °C	3	3	(-2)-3	-	(-2)-3	0
Массовое содержание, %						
- серы	7	10	1,79-2,89	2,37	1,89-2,13	2,0
- смол силикагелевых	7	9	5,83-17,6	11,25	10,58-17,6	14,16
- асфальтенов	7	9	0,38-3,01	1,56	2,16-3,01	2,55
- парафинов	7	9	2,24-4,97	3,48	2,58-2,90	2,75
- воды	7	11	0-43,6	26,5	отс.	отс.
- механических примесей	5	8			0,006-0,010	0,02
Содержание хлористых солей, мг/л	6	6	0-72	34,8	0-18,7	10,31
Температура плавления парафина, °C	3	3	58-64,5	-	58-64,5	61
Температура начала кипения, °C	6	9	48-72	59	48-70	59
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %						
- до 100°C	5	7	2-5	2,75	2-5	3,3
- до 150°C	5	7	7,5-13	9,75	7,5-11	9,1
- до 200°C	5	7	15-22	18,5	15-19	16,9
- до 250°C	4	5	22-30	30	22-25,2	23,4
- до 300°C	5	7	32-41	35,8	32-38,2	35,3

Окончание табл.3.3.3

Окончание табл.3.3.3

Наименование параметра	ЮС <sup>0</sup>			ЮС <sub>1</sub>			Принятые значения
	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Кол-во исследованных		Диапазон значений	
	скв.	проб		скв.	проб		
	8	9	10	5	6	7	8
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	1	1	842,2	1	2	867,8-860,5	864,15
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с							
- при 20°С	1	1	6,36	1	2	13,23-13,33	13,28
- при 50°С	1	1	3,14	1	2	6-7	6,29
Молекулярная масса	1	1		-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1					
Массовое содержание, %							
- серы	1	1	1,16	1	2	1,42-1,46	1,44
- смол силикагелевых	1	1		1	2	5,8-6,72	6,26
- асфальтенов	1	1		1	2	0,35-1,61	0,98
- парафинов	1	1		1	2	4,3	4,3
- воды	1	1	0,49	1	2	10-40	25
- механических примесей	1	1		1	2	0,2502-0,2704	0,2603
Содержание хлористых солей, мг/л	1	1	4,1				-
Температура плавления парафина, °С	1	1					
Температура начала кипения, °С	1	1	35	1	2	54-57	55,5
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %							
- до 100°С	1	1	8,0	1	2	3-3,5	3,25
- до 150°С	1	1	17,5	1	2	9-13,5	11,3
- до 200°С	1	1	28,5	1	2	17-24,5	19,3
- до 250°С	1	1		1	2	25,5-30	27,8
- до 300°С	1	1	50	1	2	36-42	39

Как уже указывалось в работе [3.10], большинство поверхностных проб нефти исследованы не в полном объеме – в некоторых пробах не определены содержание смол, асфальтенов, парафинов, серы, молекулярный вес нефти, в других – фракционный состав

Таблица 3.3.4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Западно-Ураль-Байкальского месторождения

Наименование параметра	Пласт БС <sub>1</sub> по ПЗ 2008 [3.4]				Пласт БС <sub>2</sub> (рекомендуемые значения)			
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при ступенчатой дегазации пластовой нефти в рабочих условиях		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях	
	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть
	2	3	4	5	7	8	9	10
Молярная концент. компонентов, %								
- сероводород	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- диоксид углерода	0.69	0.01	0.6	0.01	0.25	0.00	0.98	0.00
- азот-третич	1.04	0.00	1.04	0.00	0.37	0.00	0.64	0.21
и т.д. гелий	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22
- метан	70.86	0.29	71.76	0.08	25.81	0.00	0.00	0.00
- этан	7.38	0.21	9.57	0.35	2.76	0.10	71.41	15.68
- пропан	9.99	1.1	9.88	2.69	4.09	0.58	6.23	1.45
- н-бутан	3.02	0.89	2.24	1.48	1.53	3.71	9.6	2.49
- и-бутан	4.58	2.1	3.11	3.04	3	4.64	3.31	1.09
- пентан	1.32	1.60	0.76	2.26	1.47	1.40	4.63	1.38
- норм. гексан	0.84	2.05	0.5	2.87	1.74	2.81	1.47	1.11
- гептаны	0.10		0.44		1.31	1.93	1.36	1.25
- октаны	0.21		0.46		1.38	4.5	0.65	-
- остаток С <sub>10</sub>		91.72		87.84	36.35	5.9	0.1	4.47
Молярная массов. доля	27.8	257.16	24	251.5	173.21	267	25.37	70.37
Плотность								213.07
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1.031		0.983					
- газа относительно (по воздуху)	0.856		0.777				1.024	
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		882.1		874.5	691.4	891.4	0.876	893.2

ОАО "ИНТЕРНЕФТЬ", 2011 г.

Окончание таблицы 3.3.4

Наименование параметра	Плуты ЮС (по аналогии с Западно-Ассиникерия)					
	при однократном разгазировании пластової нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластової нефти в рабочих условиях		пластовая нефть	
	выделивш. газ	нефть	выделивш. газ	нефть	газ	нефть
12	13	14	15	16	17	17
Молярная концентрация компонентов, %						
- сероводород	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00
- двуокись углерода	1.89	0.00	2.98	-	-	0.84
- азот+редкие	0.86	0.00	1.08	-	-	0.38
в т.ч. гелий	0.01	0.00		-	-	-
- метан	59.85	0.00	69.76	-	-	26.63
- этан	8	0.04	7.97	-	-	3.58
- пропан	12.98	1.08	10	-	-	6.37
- изобутан	2.51	0.66	1.58	-	-	1.48
- норм. бутан	7.61	3.74	4.18	-	-	5.46
- изопентан	1.7	2.1	0.87	-	-	1.93
- норм. пентан	2.09	3.73	0.89	-	-	3
- гексан	2.5		1.38	-	-	-
- гептан	-			-	-	-
- остаток C <sub>10</sub>	-	88.66		-	-	50.33
Молярная масса, г/моль	29.6	244.5	26.21	-	-	148.90
Плотность						
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1.221		1.084			
- газа относительная (по воздуху)			0.900			
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		873.6		-	-	760.8

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ

Рабочим агентом пункта налива нефти Западно-Усть-Балыкского месторождения является газожиidкостная смесь (нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ) поступающая с куста №1, №1б, №2 и одиночных скважин. Характеристика и физико-химические свойства продукции приведены в таблице 1.

Характеристика и физико-химические свойства продукции.

Таблица 1

№	Наименование сырья, материала, реагента, исходной продукции	Номер гос. стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Нормы по ГОСТ, ОСТ, СТН, ТУ	Область применения исходной продукции
1	Нефть		Плотность, при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> Вязкость динамическая, мПа·с при 20 °С при 50 °С Массовое содержание, %: - серы - смолы - асфальтенов - парафинов Температура застывания, °С Фракционный состав, % до 100 ° до 150 ° до 200 ° до 300 °	879 27 9,3 1,6 7,9 2,7 3,7 -5 2,4 10,5 17,9 35,1	
2	Пластовая вода		pH Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> Общая минерализация, г/л	7,2 996 15,6	
3	Попутный нефтяной газ		Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т Содержание, % -метан -этан -пропан -изобутан -н.бутан -изопентан -н.пентан -группа С6+остаток -азот -углекислый газ Молекулярная масса, г/моль Плотность, кг/м <sup>3</sup>	88 69,18 5,88 11,20 1,97 5,47 1,29 1,60 1,46 1,76 0,19 25,81 1,073	



## Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

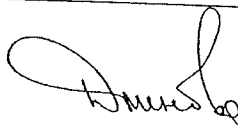
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

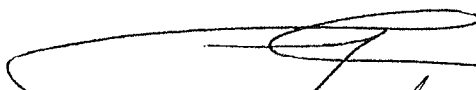
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



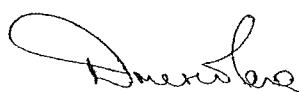
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова