

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

2015 г.

Задание на проектирование №10-15  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.  
Куст скважин №151»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №151.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №151 с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li><li>– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo;</li><li>– При необходимости разработать проект межевания и проект планировки</li></ul>



**3-й этап строительства:**

ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №151 - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №151 (Приложение №2)	2,6	Возможна корректировка

**4-й этап строительства:**

Нефтегазопровод т.вр. к.12 - т.вр. к.95

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.12 - т.вр. к.95 (Приложение №1)	1,3	Возможна корректировка

**5-й этап строительства:**

Нефтегазопровод т.вр. к.95 - т.вр. в н.сб. с к.3,4,15

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. к.95 - т.вр. в н.сб. с к.3,4,15 (Приложение №2)	2,5	Возможна корректировка

**6-й этап строительства:**

Нефтегазопровод т.вр. в н.сб. с к.3,4,15 - т.вр. в н.сб. Ф.325,219

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. в н.сб. с к.3,4,15 - т.вр. в н.сб. Ф.325,219 (Приложение №1)	1,7	Возможна корректировка

**7-й этап строительства:**

Нефтегазопровод т.вр. в н.сб. Ф.325,219 - т.вр. УДР ДНС-1

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Нефтегазопровод т.вр. в н.сб. Ф.325,219 - т.вр. УДР ДНС-1 (Приложение №1)	1,1	Возможна корректировка

**8-й этап строительства:**

Высоконапорный водовод т.вр. ф.273 - т.вр. к.12,95

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. ф.273 - т.вр. к.12,95 (Приложение №1)	1,7	Возможна корректировка

**9-й этап строительства:**

Высоконапорный водовод т.вр. к.12,95 - т.вр. к.95

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.12,95 - т.вр. к.95 (Приложение №1)	2,5	Возможна корректировка

**10-й этап строительства:**

Высоконапорный водовод т.вр. к.95 - т.вр. к.12

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.95 - т.вр. к.12 (Приложение №1)	1,3	Возможна корректировка

**11-й этап строительства:**

Высоконапорный водовод т.вр. к.12 - к.151

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.12 - к.151 (Приложение №1)	1,4	Возможна корректировка

	<p>12-й этап строительства – вторая скважина;</p> <p>13-й этап строительства – третья скважина;</p> <p>14-й этап строительства – четвёртая скважина;</p> <p>15-й этап строительства – пятая скважина;</p> <p>16-й этап строительства – шестая скважина;</p> <p>17-й этап строительства – седьмая скважина;</p> <p>18-й этап строительства – восьмая скважина;</p> <p>19-й этап строительства – девятая скважина;</p> <p>20-й этап строительства – десятая скважина;</p> <p>21-й этап строительства – одиннадцатая скважина;</p> <p>22-й этап строительства – двенадцатая скважина.</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, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;</li> <li>- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в <i>Приложении № 7</i>;</li> <li>- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более <math>40 \text{ кг/см}^2</math>, наружный диаметр применяемых трубопроводов <math>89 \times 10 \text{ мм}</math>;</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, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки;</li> <li>- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в <i>Приложении № 1</i>;</li> <li>- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;</li> <li>- Максимальное рабочее давление проектируемых нефтегазосборных трубопроводов не должно превышать <math>25 \text{ кг/см}^2</math>;</li> <li>- Требования к организации системы ППД куста №151 Тайлаковского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт <math>190 \text{ кг/см}^2</math>;</li> <li>- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;</li> <li>- При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;</li> <li>- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);</li> <li>- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;</li> </ul>

- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, и оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин на кабельных эстакадах;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85).

По блокам ГЗУ и БМА:

- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908).

Параметры здания блока ГЗУ:

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



	<p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП31-03-2001 п.7.1. табл. 5);</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*);</li> <li>– Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6);</li> <li>– Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20);</li> <li>– В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкосбрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5);</li> <li>– В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI);</li> <li>– перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, Р-02, М-04, Р-06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>– Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м; перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство;</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</li> <li>– Кустовая площадка №151 расположена в границах территории традиционного природопользования;</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Федеральный закон № 174-ФЗ);</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19);</li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в</li> </ul> </li> </ul>

	очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.
17.	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды;</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНИП 12-03-2001, СНИП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
18.	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды;</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод»;</li> <li>– На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>– Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на</li> </ul>

	<p>территории объектов ИКН;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать схему размещения проектируемого объекта, расположенного на ТТП, с коренными и малочисленными народами севера (КМНС).</li> </ul>
<b>19.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
<b>20.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
<b>21.</b>	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется
<b>22.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013;</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации;</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется
<b>24.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №151»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин №151 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин №151 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №151 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами. и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин №151 Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «Расчет стоимости работ строительства объекта».</p>



<b>25.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
<b>26.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
<b>27.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.;</li> <li>– После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика;</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls;</li> <li>– В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования);</li> <li>– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.</li> </ul>
<b>29.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10);</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arp, *.xml, *.xls;</li> <li>– Расчет стоимости работ согласно Приложению № 12 включить в состав пояснительной записки;</li> <li>– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li> </ul>
<b>30.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком;</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией;</li> <li>– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).</li> </ul>
<b>31.</b>	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>- Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>- Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li> <li>- Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки;</li> <li>- Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и</li> </ul>

	результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.
<b>32.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>33.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации;</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ;</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>34.</b>	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется

Исполнитель:

Инженер I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



Н.А. Глебова

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование №10-15**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №151»**

Директор по капитальному строительству  (подпись) Николаев Д.А.      "   "   2015г.	Заместитель Главного инженера  (подпись) Седякин А.С.      "   "   2015г.
Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) Тухфатуллин И.Г.      " 27 " 02 2015г.	Главный инженер ВНГДУ  (подпись) Мережкин Р.А.      " 19 " 02 2015г.
Начальник НПП-4 ВНГДУ  (подпись) Догошев А.С.      " 18 " 02 2015г.	Начальник УКСиРО  (подпись) Лещенко Е.В.      "   "   2015г.
Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО  (подпись) Бабкин С.Н.      " 04 " 02 2015г.	

УТВЕРЖДАЮ:

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

«» И.Г. Тухфатуллин  
2014 г.

Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.  
Куст скважин № 151».

1.	<b>Наименование объекта</b>		
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 151.		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский 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>		
	2017 г.		
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.		
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>		
	<b><u>Куст скважин № 151 – 12 скважин:</u></b>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 151	1,3	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №151 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,6	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №151 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,6	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.151-т.вр.к.12	1,4	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.12 - т.вр.к.95	1,3	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.95-т.вр.в н.сб. с к.3,4,15	2,5	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.в н.сб. с к.3,4,15 - т.вр. в н.сб. Ф.325.219	1,7	Возможна корректировка

Нефтегазопровод т.вр. в н.сб. Ф.325,219 - т.вр.УДР ДНС-1 <i>Проект № 1</i>	1,1	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.ф.273 - т.вр.к.12,95 <i>Проект № 1</i>	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.12,95 - т.вр.к.95 <i>Проект № 1</i>	2,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.95- т.вр.к.12 <i>Проект № 1</i>	1,3	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.12 - к.151 <i>Проект № 1</i>	1,4	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в *Приложении № 7*;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в *Приложении № 6*;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 151

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	151	гор с МГРП	ЮВ3	135	71	40
		гор с МГРП	ЮВ3	95	50	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
		нагн	ЮВ2	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
		нагн	ЮВ2	26	14	40
		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
			Сумма	994	526	
			Ср. Q	83	44	

- Основные показатели разработки представлены в *Приложении № 8*;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 151 представлено в *Приложении № 9*.

#### 9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в *Приложении № 10*;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89\*10 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в *Приложении № 11*;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением

двух-трубной системы нефтесборов;

- Требования к организации системы ППД куста № 151:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см<sup>2</sup>. Проектом проработать вопрос по достижению требуемого давления закачки рабочего агента в пласт;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно, проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов, согласованных с Заказчиком. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно, проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаги с указанием наименования объекта и другой информации, согласно, принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0.75 м, оборудуются ступенями, а на



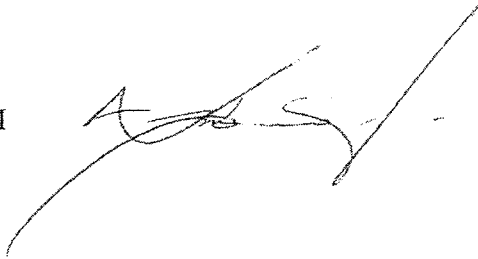
	<p>высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);</li> <li>– При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)</li> </ul> <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.);</li> <li>– Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;</li> <li>– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98);</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.</li> </ul> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>– Кустовая площадка № 151 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</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</li> </ul>

	<p>мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</p>
12.	<p><b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> </ul>
13.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <u>СНиП 2.01.51-90</u>, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
14.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
15.	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП».</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения».</p>
16.	<p><b>Правила представления, рассмотрения и принятия ЦДРД</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СП-МНГ».</li> </ul>

17.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	<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>

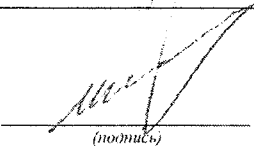
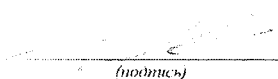

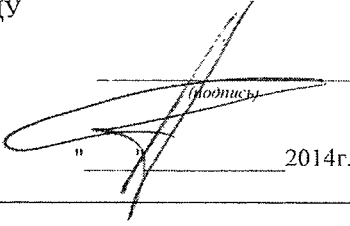
Исполнитель:

Начальник ОПОР ДПРПиОМ



Д.В. Волков

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 151»**

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

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 151»**

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

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 151»**

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н.      "   "      2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p>Гортиков А.А.      "   "      2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p>Новичков А.А.      "   "      2014г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p>Мережкин Р.А.      "   "      2014г.</p>





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

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

"05" 12 2014 г.  
На № МБ-985

№ МР-527  
от «03» 12 2014г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия на разработку проектно-сметной документации по объектам : Аганское м/р кусты скважин № 176, 346,157; Ватинское м/р кусты скважин № 280,281,282; Тайлаковское м/р кусты скважин № 134,151; Мегионское м/р куст скважин № 64.

Приложение: ТУ – 73 л., 1э.

С уважением,  
Начальник

М.Г.Разин

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

М.Г. Равин  
« » 2014 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №151»

1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.151-т.вр.к.12» Нефтегазопровод «т.вр.к.12-т.вр.к.95» Нефтегазопровод «т.вр.к.95-т.вр. в н.сб. с к.3,4,15» Нефтегазопровод «т.вр. в н.сб. с к.3,4,15-т.вр. в н.сб. Ф325,219» Нефтегазопровод «т.вр. в н.сб. Ф325,219-т.вр.УДР ДНС-1» Высоконапорный водовод «т.вр.Ф273- т.вр.к.12,95» Высоконапорный водовод «т.вр.к.12,95-т.вр.к.95» Высоконапорный водовод «т.вр.к.95-т.вр.к.12» Высоконапорный водовод «т.вр.к.12-к.151»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<b>1 этап. Нефтегазопровод «к.151-т.вр.к.12»</b> От к. 151 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 994/526$ Давление в точке подключения – $15,5 \text{ кгс/см}^2$ . Диаметр в точке подключения – 219мм <b>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.12-т.вр.к.95»</b> От т.вр.к.12 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1661/692$ Давление в точке подключения – $15,5 \text{ кгс/см}^2$ . Диаметр в точке подключения – 219мм <b>3 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.95-т.вр. в н.сб. с к.3,4,15»</b> От т.вр.к.95 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2555/812$ Давление в точке подключения – $13 \text{ кгс/см}^2$ . Диаметр в точке подключения – 273мм <b>4 этап. Нефтегазопровод «т.вр. в н.сб. с к.3,4,15-т.вр. в н.сб. Ф325,219»</b> От т.вр. в н.сб. с к.3,4,15 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 4812/1351,5$

	<p>Давление в точке подключения – <math>8 \text{ кгс/см}^2</math>, дополнительно определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 325,219мм</p> <p><b>5 этап. Нефтегазопровод «г.вр. в н.сб. Ф325,219-т.вр.УДР ДНС-1»</b></p> <p>От т.вр. в н.сб. Ф325,219 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости – <math>Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{\text{н}} \text{ т/сут} - 4812/1351,5</math></p> <p>Давление в точке подключения – <math>5,5 \text{ кгс/см}^2</math>, дополнительно определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>6 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.Ф273-т.вр.к.12,95»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.151</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000</math></p> <p>Давление в точке подключения - <math>191 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 273мм.</p> <p><b>7 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.12,95-т.вр.к.95»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.151</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000</math></p> <p>Давление в точке подключения - <math>195 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p><b>8 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.95-т.вр.к.12»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.151</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000</math></p> <p>Давление в точке подключения - <math>195 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p><b>9 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.12-к.151»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.151</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут} - 1000</math></p> <p>Давление в точке подключения - <math>195 \text{ кгс/см}^2</math>.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></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>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (затвора с электроприводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</li> <li>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали.</li> </ul>

- выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.
- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
  - Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
  - Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовых площадках для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
  - На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
  - Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.
  - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
  - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
  - 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 станы; Максимальное давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
  - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода;
  - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1.5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90° (расстояние между отводами не менее 1.5м);
  - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/х. Концы фугляров, 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 при изыскательских работах 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 при транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;

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

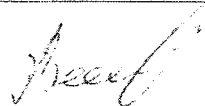
–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

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

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

	<p>через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.</p> <p>– Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <p>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <p>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>
7. Особые условия	<p>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</p> <p>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО ВНГДУ и с НГП-4 ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</p> <p>- Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</p> <p>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</p> <p>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

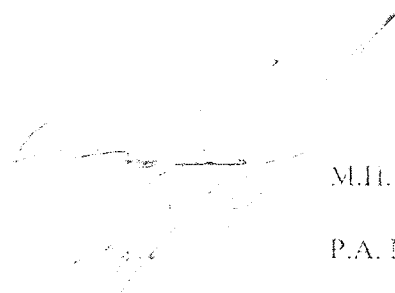
Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

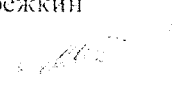
Начальник департамента  
перспективного развития производства и  
обустройства месторождений  
ОАО «СН-МНГ»



М.И. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»

Р.А. Мережкин





P.N.O.:

Войтович Е.А.

ПОДПИСЬ

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

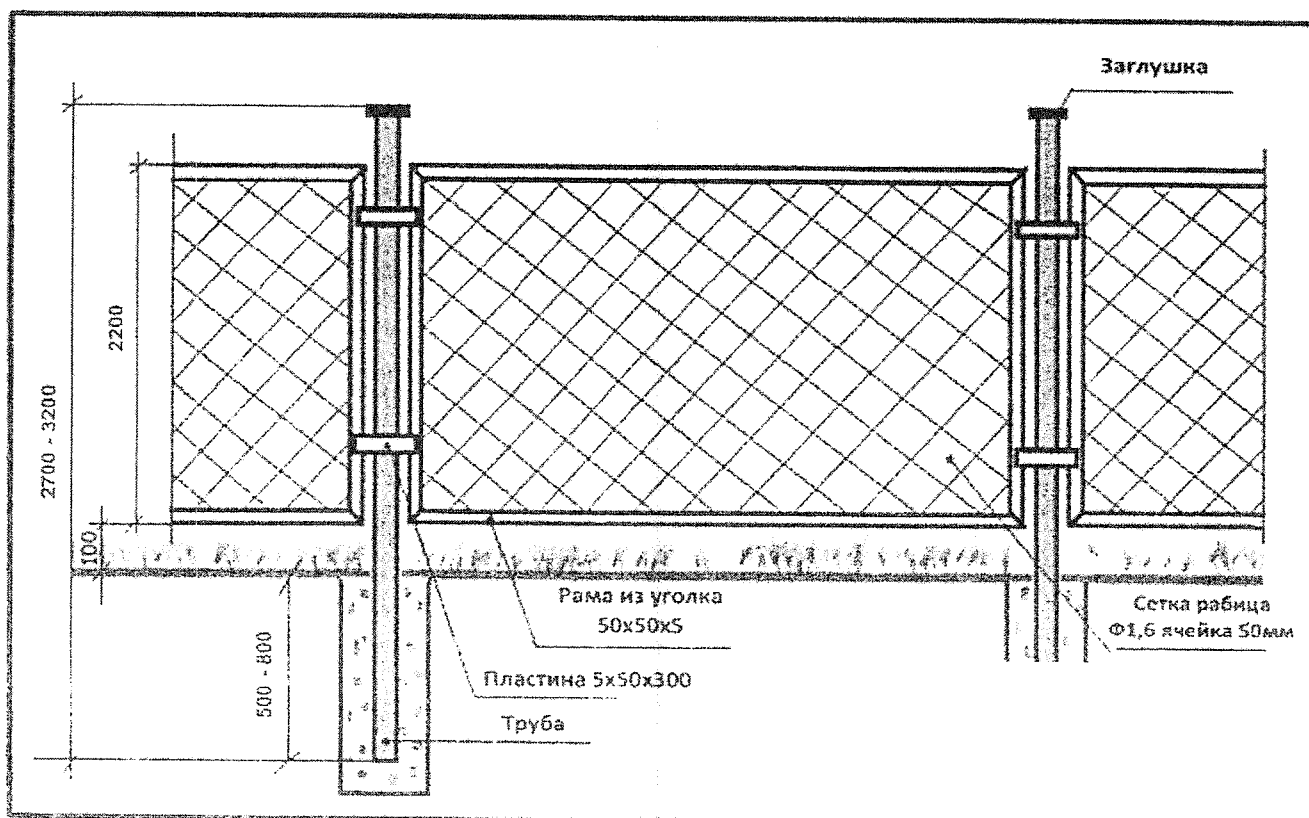
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

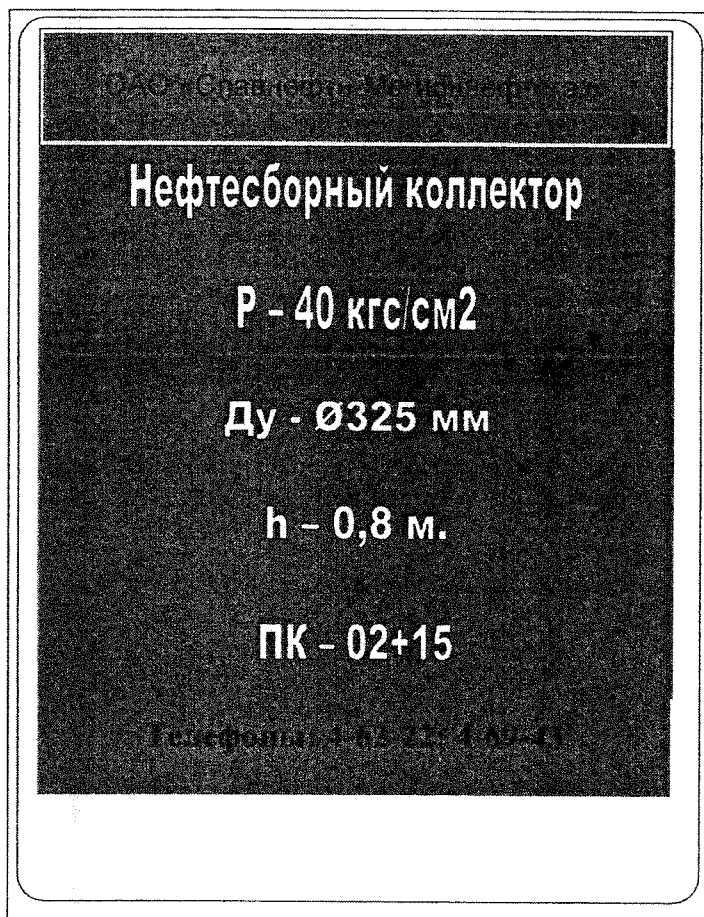
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

## ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

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

2014 г.

№ БКС-             
от            2014г.

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-53, КП-151  
Тайлаковского м/р.

Приложение: 1. ТУ №398-2014 от 27.11.2014г. - 3 листа в 1 экз.;  
2. ТУ №399-2014 от 27.11.2014г. - 6 листов в 1 экз.

И.о. главного энергетика

Н. Н. Сафулин

CONFIDENTIAL - NOFORN

- Получение электроустановок КТП-151 возможно только после выполнения технических условий №02-14/387 от 15.02.2013 года на реконструкцию ВЛ-6кВ Ф-14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1», ВЛ-6кВ Ф-18 РУ-6кВ «ДНЦ-1», ВЛ-6кВ на КТП-95 Тайлаковского мр.
- Разработать проект электроснабжения КТП-КТП-151 Тайлаковского мр.
- Проект согласовать с ООО «МЭП» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-АНГ».
- Предоставить в ООО «МЭП» проект на электронном носителе
- Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПГО ЯИ
- Срок действия ТУ - 6 месяцев.
- Проектом предусмотреть:**
- 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КТП-151.
- 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 7.3. Категория надёжности электроснабжения определить проектом.
- 7.4. Точки подключения КТП-151:
  - ВЛ-6кВ Ф-14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1» после выполнения ТУ №02-14/387 от 15.02.2013 года. Номер опоры в точке врезки определить проектом. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - ВЛ-6кВ Ф-18 РУ-6кВ «ДНЦ-1» после выполнения ТУ №02-14/387 от 15.02.2013 года. Номер опоры в точке врезки определить проектом. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
- 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1», РУ-6кВ «ДНЦ-1» Тайлаковского мр с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 7.6. Напряжение на линиях 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КТП-151 - в соответствии с ГОСТ 13109-97
- 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономическому и токовой току.
- 7.8. Расчет токов короткого замыкания, уставки РЗА.
- 7.9. Пункт АВР-6кВ на КТП-151 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 7.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с учетом расчетов и монтажом стел-баз для подъема к АВР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и табличек должно соответствовать с ООО «МЭП».
- 7.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однофазнотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ не ределять проектом.
- 7.12. Капитальное усиление сваям на фундаменте для устройства КТПН-6/0,4кВ, пункт АВР-6кВ
- 7.13. Определение мест возможного обближения ВЛ-6кВ и в короткие замыкания. В этих местах предусмотреть установку металлических ограждений для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места срабатывания должны быть обозначены с ООО «МЭП».
- 7.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с дорогами, трубопроводами и другими сооружениями перейти на повышенные опоры. Проектирование опор ВЛ-6кВ в соответствии с п. 1.1.1. Мест пересечения с дорогами указывать ООО «МЭП».
- 7.15. При установке опор и линии соединения при выполнении работ соблюдать требования безопасности.
- 7.16. Для питания лампы Набара - 125мА, для освещения территории вокруг здания, для питания сигнализации и других устройств, установленных на объекте, предусмотреть установку трансформатора тока 300/5.

6кВ с автодорогами и зданиями, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 21.02.2000 № 160.

- 7.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 7.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с объектами ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов сети ВЛ-6кВ для исключения пересечений и ненужных переходов. Места пересечения и варианты оформления согласовать с ООО «МЭН».
- 7.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 7.20. Антенные разветвления на первых стоечных и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН 6/0,4кВ КТН-151.
- 7.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН 6/0,4кВ при помощи винтовых зажимов.
- 7.22. Установку устройств защиты ВЛ-6кВ от грозных перенапряжений типа ГПРМБ, РДНН и т.п.
- 7.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КТН-151 по кабельным тросикам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным тросикам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 7.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 7.25. Заземление электроприёмников, пункты АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями плав 17, 7.3 ПУЭ.
- 7.26. В ПСД включить затраты напускания фазные работы, оборудование, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: Технические условия №02-14/387 от 15.02.2013 года - на 4 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыроваткин



Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«МегиионЭнергоНефть»

628085, Российская Федерация,  
Ханты-Мансийский  
автономный округ - Югра  
г. Местрих, ул. Заречная, 26  
Тел.: (34643) 4-19-59  
Факс: (34643) 4-15-94  
Email: megion@yandex.ru

ОКНО 73302631, ОКГУ 4901-4, ОКВЭД 40.10.2;40.10.3;40.10.5  
в ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСКВА» г.Москва  
БИК 041525204 ИНН 3605016800 КПП 860450001  
Р/с 40702810800001016190  
К/с 301013110900000000204

15.06.2013 г.  
№ 15-248

№ 15-14/ЕРУ  
от 13.06.2013 г.

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

«Техническое условие»

Уважаемый Виктор Егорович!

Сообщаю технические условия на реконструкцию ВЛ-6кВ Ф№14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1», ВЛ-6кВ Ф№18 РУ-6кВ «ДНЦ-1», ВЛ-6кВ на КТП-95 Тайлаковского м/р.

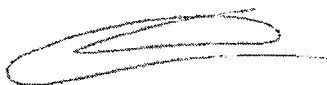
1. Разработать проект реконструкции ВЛ-6кВ Ф№14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1», ВЛ-6кВ Ф№18 РУ-6кВ «ДНЦ-1», ВЛ-6кВ на КТП-95 Тайлаковского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и в отделе главного энергетика ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.2 ПТЭ ЭН.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
7. Проектом предусмотреть:
  - 7.1. Перерезки существующих ВЛ-6кВ Ф№14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1», ВЛ-6кВ Ф№18 РУ-6кВ «ДНЦ-1» в местах пересечения с ВЛ-6кВ на КТП-95 Тайлаковского м/р (согласно приложения №1,2).
  - 7.2. Проверочный расчет электрических сетей и оборудования с учетом размещения линий ВЛ-6кВ и мощности электроприсмиков потребителей после перерезки.
  - 7.3. Точки подключения:  
КТП-3,4,12 – ВЛ-6кВ Ф№9 РУ-6кВ №1 «Энергопотенциал-1», ВЛ-6кВ Ф№6 РУ-6кВ «ДНЦ-1» (проектируемые ВЛ-6кВ на КТП-95) Тайлаковского м/р;  
КТП-95 – ВЛ-6кВ Ф№14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНЦ-1», ВЛ-6кВ Ф№18 РУ-6кВ «ДНЦ-1».
  - 7.4. Выполнить расчет возможности подключения дополнительных нагрузок к Энергоцентром ГПЭС «Энергопотенциал-1», «ГПЭС ДНЦ-1». При необходимости рассмотреть перераспределение нагрузок.

- 7.5. Расчет сетей 6кВ с учетом существующих и перспективных нагрузок в рабочем, аварийном и послеаварийном режимах (в том числе с учетом пусковых токов) на соответствие сечения кабельных линий 6кВ и провода ВЛ-6кВ.
- 7.6. Проверочный расчет трансформаторов тока в единичных, секционных и стандартных ящиках 6кВ (на КП-95,3,4,12) РУ-6кВ с учетом полной подключаемой мощности существующих и перспективных нагрузок. При необходимости предусмотреть замену и проверку трансформаторов тока. Результаты расчетов предоставить в ООО «МЭП».
- 7.7. Расчет сетей 6кВ с учетом проектируемых нагрузок в рабочем и ремонтном режимах на соответствие ГОСТ 13109-97 уровня напряжения на зажимах электроприемников КП-95,3,4,12.
- 7.8. Замену металлических опор. Технические характеристики опор определять проектом.
- 7.9. Расчет токов короткого замыкания, уставок РЗА.
- 7.10. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

Приложение:

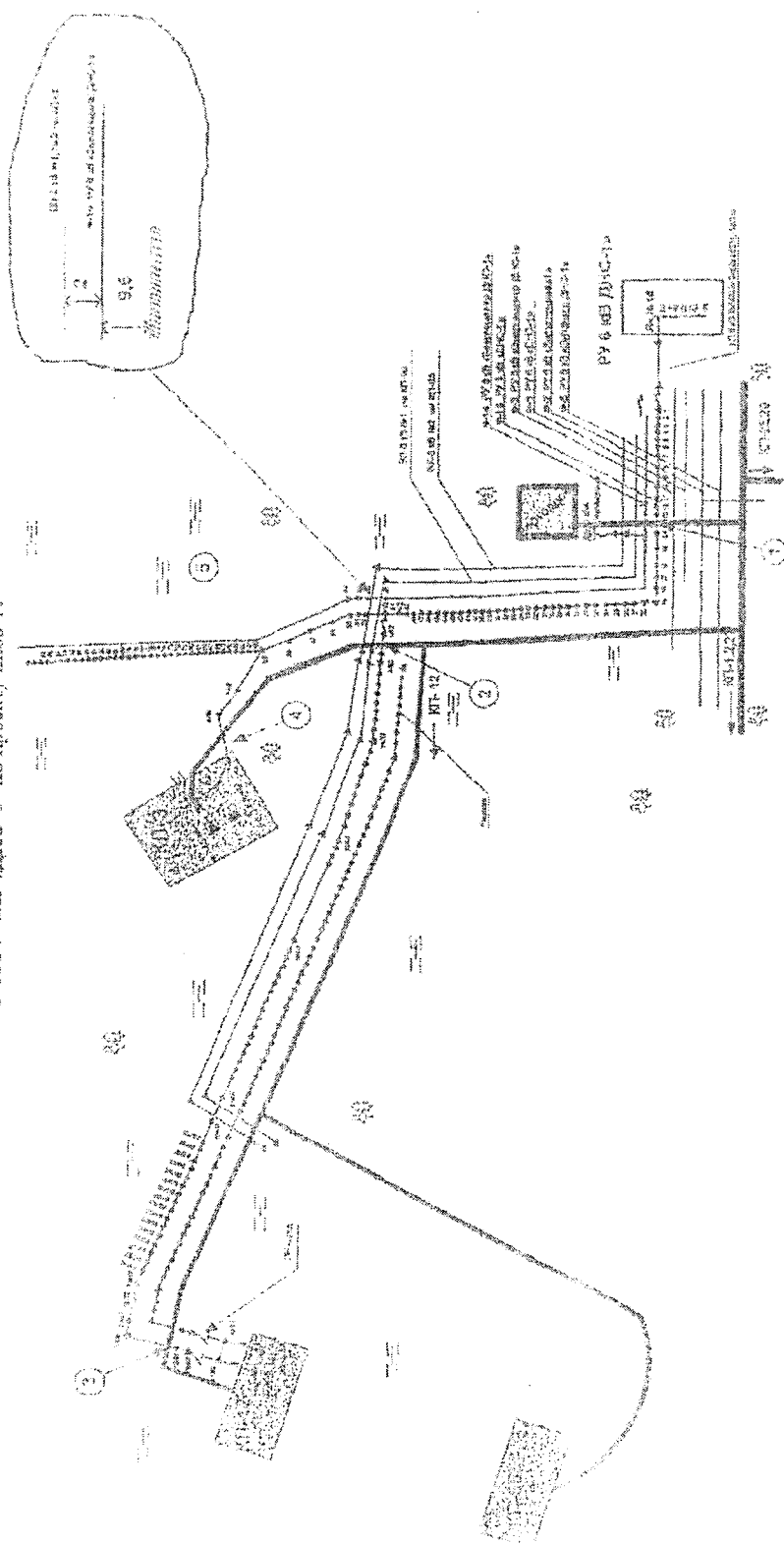
1. Схема пересечения проектируемых ВЛ-6кВ на КП-95 с существующими ВЛ-6кВ Ф№14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНС-1», Ф№18 РУ-6кВ «ДНС-1» - на 1 листе в 1 экземпляре.
2. Схема предложения по переврезке ВЛ-6кВ на КП-95 с существующими ВЛ-6кВ Ф№14 РУ-6кВ «Энергоцентр ДНС-1», Ф№18 РУ-6кВ «ДНС-1» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер

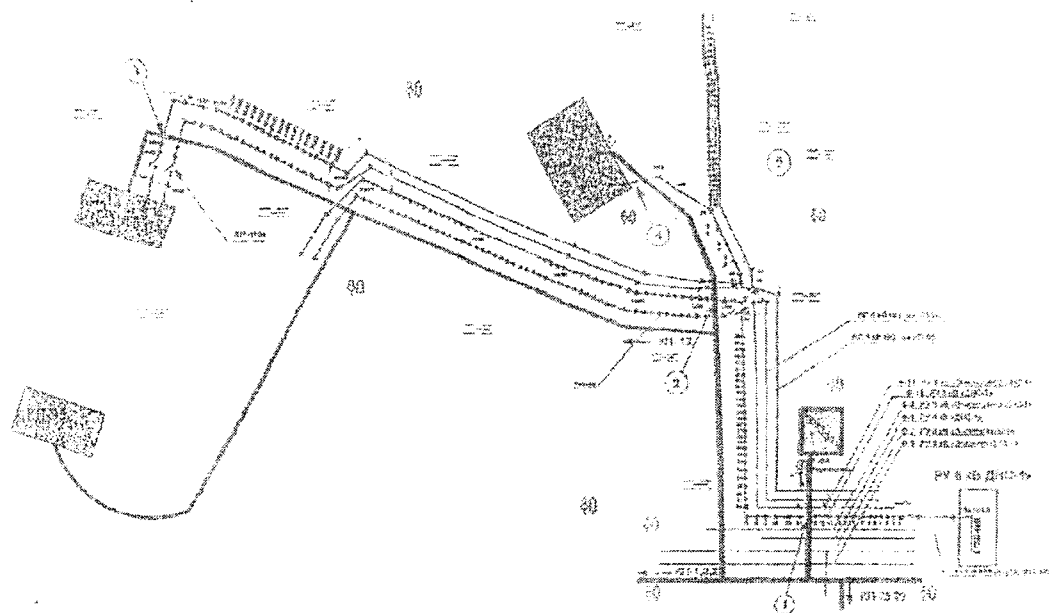


В.В. Долгушин

Приложение 1  
 Пересечение шкатулки с трубой в сечении ПЛ-6БД Ф-11 РУ-6БД «Ориентир ДНС-1»  
 Ф-18 РУ-6БД «ДНС-1» по проекту ПЛ-6БД-11



Предложения по перепрофилированию ВЛ-66В на ВП-66 в существующем  
ВЛ-66В Ф-14 РВ-66В «Берегостроитель ДПС-1», Ф-14 РВ-66В «ДПС-1».





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

\_\_\_\_\_ 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

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

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

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИТ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 34б, 157 Аганского месторождения, КП №№ 4б, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 8б, 91, 9б, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 4б Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 34бис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 17б Аганского месторождения.

Приложение

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 346 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Аганского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 176 Аганского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Ватинского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 280 Ватинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 281 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 282 Ватинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 63 Западно-Асомкинского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 86 Западно-Асомкинского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Западно-Асомкинского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 96 Западно-Асомкинского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Западно-Асомкинского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 64 Мегионского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 61 Покамасовского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 117 Северо-Покурского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 119 Северо-Покурского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 134 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 151 Тайлаковского месторождения.

No. 02

Проектные данные по КН № 151 Тайлаковского месторождения

№ скважины	Месторождение	Куест	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи			объем закачки м³/сут	Давление нагн МПа	Газосодержа- ние м³/т	Плот- ность г/см³	Тип насосов
				всего	добыв	с отработ			пьезометр	жидк м³/сут	нефть м³/сут					
						нагн	без отработ	нагн								
Ватинское ПГДУ																
	Газовинское	151	ЮВ <sub>2</sub> , ЮВ <sub>3</sub>	12	7	5	0	0	0	994	526	1000	19	ЮВ <sub>2</sub> - 34,88 ЮВ <sub>3</sub> - 34,21	ЮВ <sub>2</sub> - 83 ЮВ <sub>3</sub> - 86	ЭЦН
	Всего по месторождению			12	7		0	0	0							

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

Начальник геологического отдела ДГин ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТИ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 151 Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
КП № 151											
1.1	Объем фонда скважин, шт	8	12	12	12	12	12	12	12	12	12
1.1.1	Добыча нефти, тыс. т	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7
1.1.2	Добыча газа, тыс. м³	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1.1.3	Добыча воды, тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс. т	37	102	67	61	60	58	56	54	53	51
1.3	Добыча газа, тыс. м³	96	349	364	364	365	364	364	364	365	364
1.4	Затрачено рабочего агента, тыс. м³	146	365	365	365	365	365	365	365	365	365
1.5	Расходы газа, млн м³	1.3	3.5	2.3	2.1	2.1	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8

Начальник отдела ОПЫМР

А.М. Горбань



список скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 151 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	151	гор с МГРП	ЮВ3	135	71	40
		гор с МГРП	ЮВ3	95	50	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		нагн	ЮВ2+3	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
		нагн	ЮВ2	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
		нагн	ЮВ2	26	14	40
		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
			Сумма	994	526	
			Ср. Q	83	44	



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

\_\_\_\_\_ 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ \_\_\_\_\_  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*О предоставлении информации*

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

- Аганское месторождение нефти КП № 34бис, 157, 176;
  - Вагинское месторождение нефти КП № 4б, 280, 2081, 282;
  - Западно-Асомкинское месторождение нефти КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99;
  - Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти КП № 46;
  - Мегионское месторождение нефти КП № 64;
  - Северо-Покурское месторождение нефти КП № 117, 119;
  - Тайлаковское месторождение нефти КП № 151, 134 (взамен 34бис);
  - Покамасовское месторождение нефти КП № 61,
- с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 20 л., 1 экз.

Начальник ТОпоДНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №151 Тайлаковского м/р с стандартным полужным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Класс	Произв. мЗел по жидкости	Произв. усл по нефти	%	Планируемый насос	Мощность НЭД, кВт
Тайлаковский	151		гор с МГРП	ЮВ3	103	77	30	НПН5-125-2500	90
			гор с МГРП	ЮВ3	83	80	40	НПН5-30-2500	63
			нагн	ЮВ2-3	28	19	40	НПН5-30-2500	32
			гор с МГРП	ЮВ3	103	60	40	НПН5-125-2500	90
			нагн	ЮВ2-3	28	19	40	НПН5-30-2500	32
			гор с МГРП	ЮВ3	103	60	40	НПН5-125-2500	90
			нагн	ЮВ2-3	28	12	40	НПН5-25-2500	32
			гор с МГРП	ЮВ2	188	84	40	НПН5-160-2500	90
			нагн	ЮВ2	28	13	40	НПН5-25-2500	32
			гор с МГРП	ЮВ2	132	71	40	НПН5-125-2500	90
			нагн	ЮВ2	28	14	40	НПН5-25-2500	32
			гор с МГРП	ЮВ2	97	82	40	НПН5-125-2500	90
				Сумма	994	526			
				Ср.З	83	44			

лав ешть

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

№ 6-СКР-02/14 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АН-2254  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	151	Тайлаковское	540755	605840	125°

Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Стариков

Таупаковское м-е  
М 1:25000

K-15

128

K-12

K-12

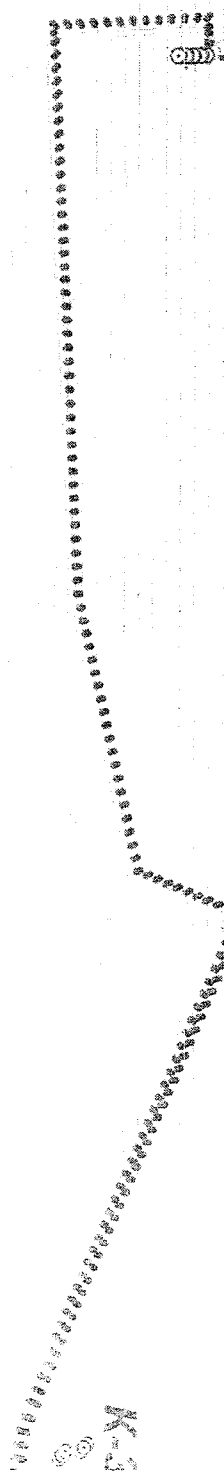
K-95

K-3

K-4

K-4

K-3



ОТ:

ТЕЛ:

8 ДЕК 2014 12:49 СТР1



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

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

От 12 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АТ-46/1428  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

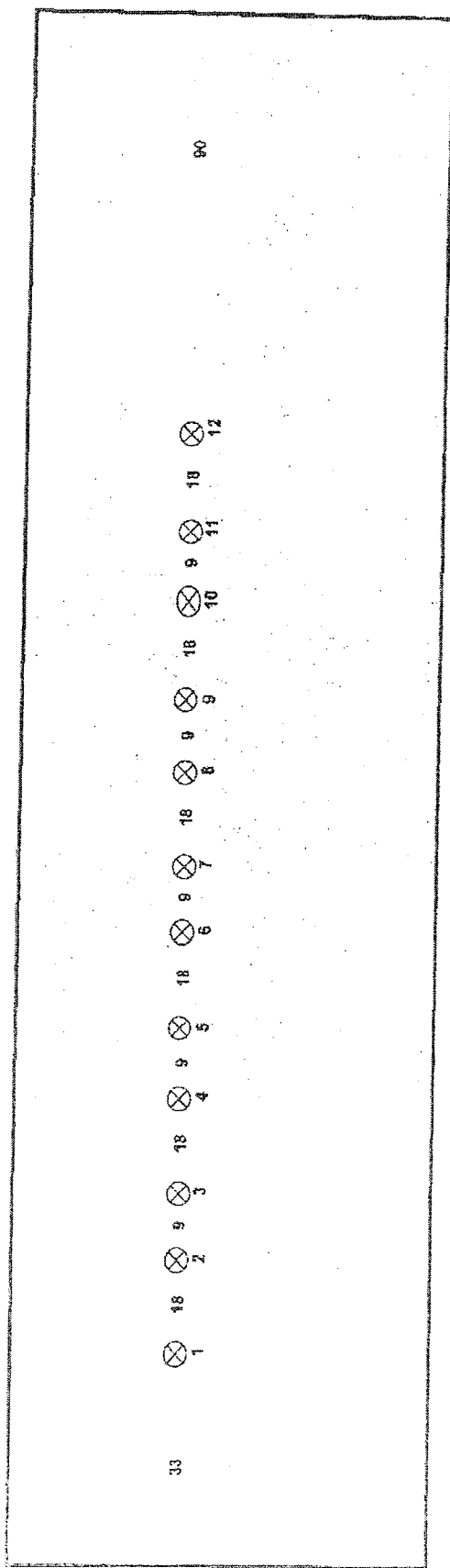
1. КП № 4бис, 280,281,282 Ватинское м/р – гор - 1500м<sup>3</sup>, н/н - 1200м<sup>3</sup>;
2. КП № 34бис, 157, 176 Аганское м/р – гор - 2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
3. КП № 117, 119 Северо-Покурское м/р – гор - 1500м<sup>3</sup>, н/н - 2000м<sup>3</sup>;
4. КП № 64 Мегионское м/р – гор-1500м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

С уважением,  
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

А.Д. Шинкарев  
8(34643) 47-998

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА  
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брюхов

Д.И. Уразова

Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегноннефтегаз"

**ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ**

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

29 октября 2014 г.

На № \_\_\_\_\_

№ 29-14-1583

от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*О предоставлении ТУ.*

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

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

Приложение:

Технические условия

390 л.

Начальник отдела

С.В. Паливайко

1. В. Паливайко  
2. В. Паливайко



# **ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

## **ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**

### **«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 151».**

#### **1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Гайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 151», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Определение основных технических условий для проектирования автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) произведено на основании и с учетом следующих материалов:

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

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

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

#### **2. Объекты АСУ ТП**

В состав технологических объектов, охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 151 и отстойник.

См. также установку АСУ ТП.

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

### **3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти, Куст скважин 151» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ\_ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НПП - 4 Тайлаковского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «НКБ 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 расcредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

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

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

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

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП-4 Тайлаковского месторождения нефти Ватинского НГДУ.

### **4. Функции АСУ ТП**

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

#### **Нижний уровень:**

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

#### **Верхний уровень:**

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров и нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- регистрация и регистрация информации, формирование отчетов со специализированным оформлением информации (производства, организации АРМов);
- составление оперативных, ежедневных, месячных и годовых документов.

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

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

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

## 5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 151:

### 1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - o дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управления при помощи:
  - o цифрового сигнала типа интерфейс «RS-485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

### 2. Замерная установка «АГЗУ»

Замерная установка «АГЗУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером С1М-ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интертест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

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

*Приложение № 1.1:*

*Штатный СТК-ЗК и габаритно-присоединительные размеры – 1 лист.*

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций: контроль рабочих сигналов, передаваемых по интерфейсу RS-485:

- двухкратное измерение расхода компрессорных жидкостей сред по вихревым счетчикам;
- автоматическое и ручное управление насосом измерения.

- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергозависимой 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 БГ;
      - предельная загазованность 40% в БГ;
      - 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 БГ за пределы лимитированного диапазона;
    - 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
      - несанкционированный доступ в установку (БА или БГ);
      - положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
      - положение ПСМ;
      - номер скважины на замере;
      - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БГ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БГ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

### 3. Блок гребенок БГ

Проектом предусматривается:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа ДРС-М в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 151.

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

Проектом предусматривается:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ИЗДАТО-М» компании ЗАО «Арктические технологии»;
- электрическое оборудование на базе силовых кабелей и кабелей управления «Квинтес» системы «Арт-ELX» с резервным питанием;
- вывод информации в систему «Автоматика» АДУ 2000, состоящая из модуля цифровой обработки информации выходящего обогревателя обратных клапанов.

- вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ИСУУ-УМ»;
- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН;
- использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 °С со степенью защиты IP 65;
- точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.

В БА установить клеммную коробку для подключения ГСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.

Электропитание системы электрообогрева выполнить согласно ГУ, выданных электропитающей организацией.

### 5. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

## 6. Технические средства АСУ ТП

### Куст скважин 151.

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-1 и в помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение для искробезопасных сетей.

### Контроль давления

Для измерения давления применять преобразователи давления «МНМХ» и «МННУ» (ГОСТ 24848-2009) и датчики.

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 «ИМП-052», ИПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### *Контроль доступа в БТ и БА*

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM

#### *Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА*

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры (использовать ТСМУ 0104 -50 ÷ 100 °C) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

#### *Приложение №1,2:*

*Автоматизированная система отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист.*

#### *Обеспечение взрывозащищенности*

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

#### *Электропитание технических средств АСУ ТП*

Для электропитания шкафов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Предусмотреть возможность подключения дополнительных электропотребителей мощностью до 3 кВт с применением автоматических выключателей. Подвод электропитания предусмотрен электротехнической частью проекта.

#### *Кабельная продукция для средств АСУ ТП*

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства ИПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др. от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

## **7. Пожарная сигнализация**

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- СНиП 88-2001\*, Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования
- СНиП 2 - 01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВПНН 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Зонально-Сибирского нефтяного комплекса»;
- СНиП 68-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по признакам пожарной и взрывопожарной опасности»;

СПН 85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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

## 8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 151:

- замерная установка (БГ);
- 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 хмреагентов предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е». Перед входом в блок дозирования установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке аппаратурном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-3СУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-3СУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001\*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РПП-12».

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

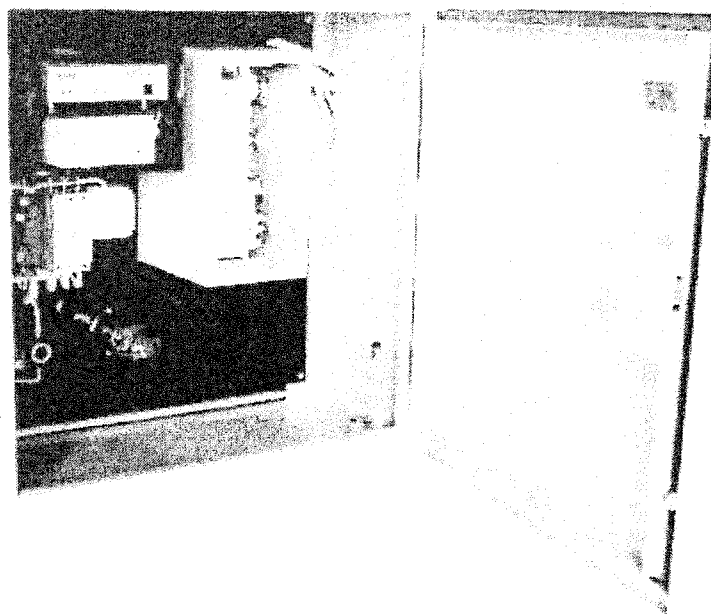
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 151.» до 27.10.2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



#### Станция СТК-ZK реализует:

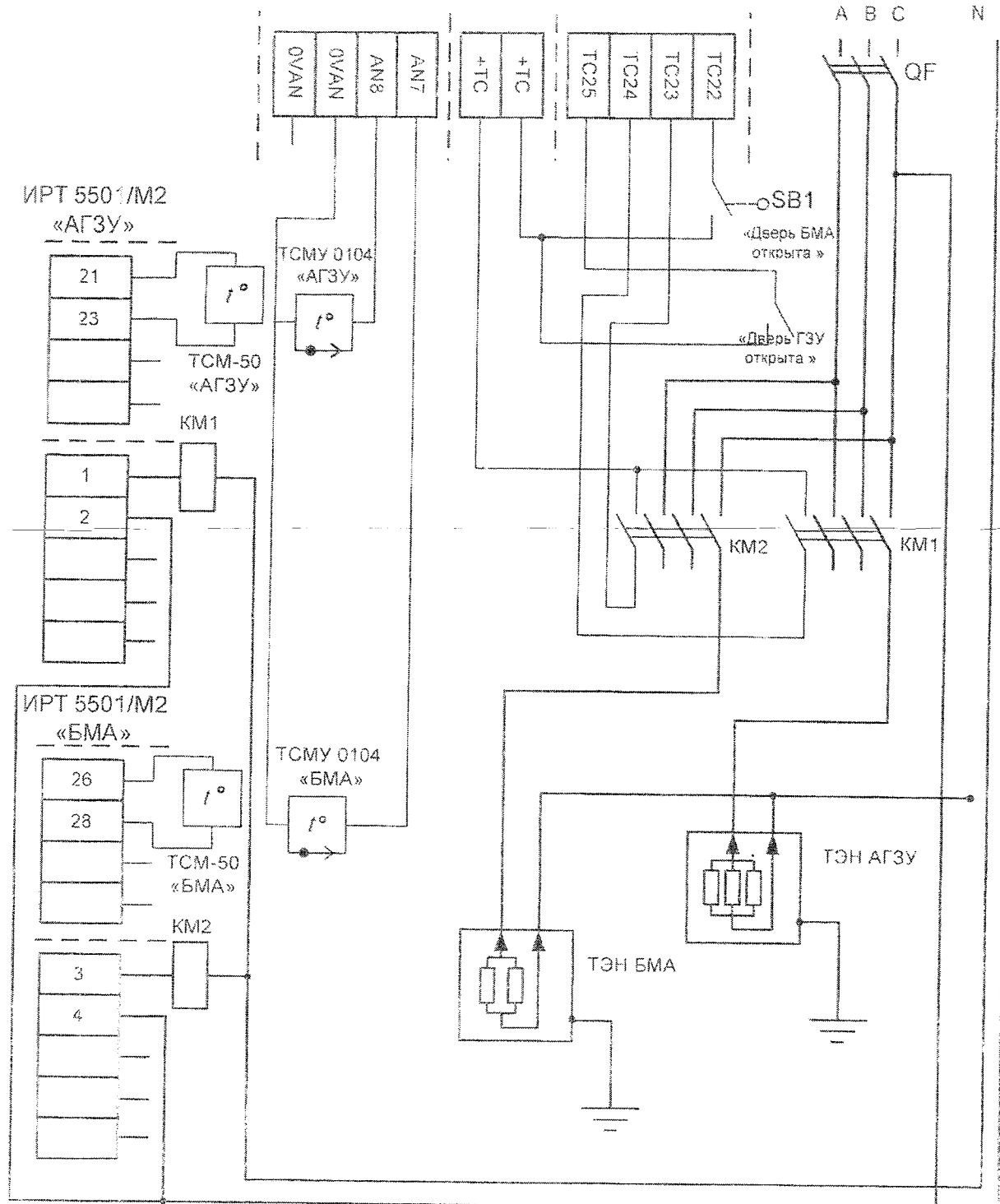
- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
  - Телеуправление объектами;
  - Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
  - Ручное управление отдельными агрегатами.
- Станция СТК-ZK содержит:
- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
  - Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".
- Конструкция станции предусматривает возможность раздельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.
- Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.
- В модифицированных вариантах СТК-ZK может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

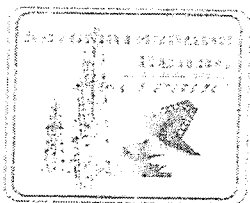
#### Технические характеристики:

- Габариты станции, мм. не более: 750 x 650 x 300
- Масса, кг, не более: 40
- Рабочая температура, °С от -40 до +70
- Потребляемая мощность, В·А, 80
- Потребляемая мощность, кВт, 5



Разъем X1 «Объект»  
контроллера STM





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

628000, Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Нижневартовск  
Западный промышленный узел,  
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17  
телефон (34643) 4-14-44  
факс (34643) 4-14-04  
E-mail: [info@avtomatizatsiya.ru](mailto:info@avtomatizatsiya.ru)

ИНН / КПП 8605018748 / 860301301  
р/с 40702810200290002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 30101810100000000787  
БИК 044525787

Исх. № 1/К-2266/04

« 25 » 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 151.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти, Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156.1250

МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти.

Ватинского НГДУ. АФУ БС-1 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 антенны 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-производителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

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

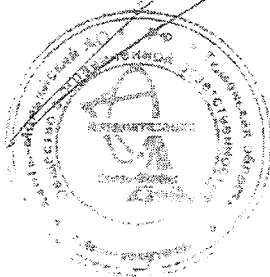
Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-007393 от 27.04.2007 срок действия до 31.12.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 151.» до «31» 12 2016г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





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

ул. Творческая, 7, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
E-mail: min@rosssvyaz.ru

№

от №

**РАЗРЕШЕНИЕ**

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-007393

От 27.04.2007  
(дата выдачи)

Срок действия до: 31.12.2016  
(дата)

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

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

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 11.01.2007 № 34/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиозлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиозлектронными средствами от 25.12.2006 № 05-3-031/236.

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланца

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

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 27.04.2007 № 07-007393

## 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 передаче 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, повлекшей 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.

Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, государственной 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.

## 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:		3K30F3D						
Мощность излучения АС		стационарных - до 10 Вт						

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Сургутский рн, Тайлаковское месторождение, ДНС1 59N01 73E59	40	9,0	0-360° / 0° / вертикальная	20,0		156,1250	156,1250
АС стационарные	В зоне действия БС-1	до 25	9,0	0-360° / 0° / вертикальная	10,0		156,1250	156,1250

Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи

С.А. Буланча

14 NOV 2013 8:37

ΦAKC HP LASERJET

5767766

C.7



**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №151»**  
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Куст скважин №151 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему 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 – АII и А, ВII и В, ДII 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>Нефтедсбор от куста скважин №151 до точки врезки в существующую систему</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин.	

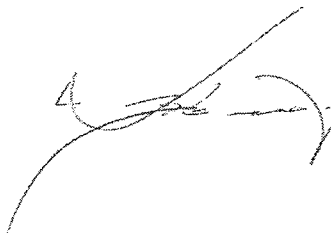


2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №151</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная	Категория наружных установок по	В соответствии с

	опасность	взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ-6кВ на куст скважин №151</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин №151</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	Вероятность землетрясений, карстовых	

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

Начальник ОПМ ДПРПОМ



Д.В. Волков

1. *Journal of Polymer Science: Part A: Polymer Chemistry*, 1998, 36, 1031-1040.

Параметры	Пласты				
	Ам <sup>1</sup>	Ам <sup>2</sup>	Ам <sup>3</sup>	Ам <sup>4</sup>	Ам <sup>5</sup>
Глубина скважины, м	2418	2417	2438	2464	2409
Количество пластов	1	1	1	1	1
Тип скважины	пластовые		пластовые скважины литологически ограниченные		
Тип коллектора	терригенный доловый				
Насыщенность нефтью, ст. тыс. м <sup>3</sup> /С. т.	3273	1588	3153	7598	28898
Средняя общая толщина, м	24,1	27,8	9,8	33,5	9,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,9	6,1	1,4	7,6	1,9
Проницаемость, доли ед.	0,18	0,18	0,16	0,19	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,62	0,58	0,56	0,56	0,59
Проницаемость, 10 <sup>-2</sup> дкм <sup>2</sup>	1,3	1,6	0,6	1,0	3,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,66	0,47	0,31	0,13	0,37
Вязкость, сПз	11	11	3,0	1,5	3,4
Пластовая температура, °С	78	78	78	78	78
Пластовое давление, МПа	25	25	25	25	25
Численность нефти в пластовых условиях, МПа·с	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Вязкость нефти					
в пластовых условиях, г·см <sup>-1</sup>	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
в стандартных условиях, г·см <sup>-1</sup>	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Газоводержание нефти, м <sup>3</sup> /т	38	38	38	38	38
Навесное вещество в пластовых условиях, МПа·с	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Вязкость воды в пластовых условиях, г·см <sup>-1</sup>	0,970	0,970	0,970	0,970	0,970
Коэффициент сжимаемости нефти	11,9	1,9	1,9	11,9	11,9
Коэффициент сжимаемости газовой рабочей смеси, доли ед.	0,306	0,306	0,306	0,326	0,373

Продолжение таблицы 1

Параметр	Единица
Местонахождение скважины	2
Глубина скважины, м	179,22
Средняя обсадочная толщина, м	25,119
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (С-Т <sub>н</sub> )	179,22
Средняя обсадочная толщина, м	29
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (С-Т <sub>н</sub> )	6,3
Пористость, доли ед.	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (С-Т <sub>н</sub> )	0,52
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм	9,6
Коэффициент проницаемости, доли ед.	0,40
Вязкость, ед.	5,0
Пластовая температура, °С	80
Пластовое давление, МПа	26,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,73
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,846
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,043
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,3
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,59
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,0
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> МПа <sup>-1</sup>	11,0
нефти	1
периодов среды	0,463
Коэффициент вытеснения нефти рабочим жидким	
жидким	

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты	
	К1	К0
Глубина залегания, м	15	15
Плотность, г/см <sup>3</sup>	по результатам исследований	
Пористость, %	по результатам исследований	
Тип коллектора	карбонатный пористый	
Средняя толщина пласта, м	2600,8	2601,9
Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	360,29	427,70
Средняя общая толщина, м	13,1	16,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,6	6,7
Пористость, доли ед.	0,15	0,15
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (С <sub>н</sub> , С <sub>0</sub> )	0,32	0,32
Нефтенасыщенность, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1,75	16,8
Коэффициент несыжимаемости, доли ед.	0,38	0,49
Расплавленность, ед.	2,6	3,4
Пластовая температура, °С	83	83
Пластовое давление, МПа	26,3	26,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,72	4,73
Плотность нефти		
в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,865	0,865
в стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,882	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,043	1,043
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,9	5,1
Газосодержание нефти, г/т	26	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,01	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-3</sup> 1/МПа		
нефти	11,9	11,9
пороистой среды	1	1
Коэффициент плавления нефти в пластовых условиях, доли ед.	0,442	0,442

2020 2021

Продолжение таблицы 1

Параметры	Платформы		
	Южная	ИЗ	Ю
Средняя температура, °С	11	8	8
Средняя температура воздуха, °С	10,6	7,2	7,4
Средняя температура воды, °С	10,6	7,6	7,7
Температура	температура в скважинах, скважинах и		
	литологическом корреляционном		
	территориальном разрезе		
Температура			
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	121,1	92,36	121,2
Средняя общая толщина, м	18,9	12,4	24,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub> )	12,7	1,1	6,1
Пористость, доли ед.	0,17	0,17	0,17
Средняя пористость нефтенасыщенности, доли ед (C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub> )	0,38	0,36	0,31
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм	25,7	21,7	27,2
Коэффициент незначительности, доли ед.	0,89	0,37	0,42
Вязкость, сП	9,5	2,0	3,3
Постоянная температура, °С	85	85	85
Настоящее давление, МПа	2,5	2,7	2,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,4	3,1	3,4
Плотность нефти			
в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,850	0,850	0,850
в стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,852	0,852	0,852
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,053	1,053	1,053
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,8	6,2	6,8
Газодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	24	21	21
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,01	1,0	1,01
Коэффициент сжимаемости (10 <sup>-3</sup> МПа) <sup>-1</sup>			
нефти	11,9	11,9	11,9
пороистой среды	1	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,500	0,482	0,431

Окончившие таблица 1

Параметры	Пласты	
	Р-1	Р-2
Глубина залегания пласта, м	2702	2128
Пластовые сводовые тектонически и литологически скрепленные		
Глубина залегания скрепленного пласта, м	14680	16594
Средняя общая толщина, м	37,5	22,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	19,3	7,6
Пористость, доли ед.	0,15	0,14
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (С <sub>н</sub> /С <sub>д</sub> )	0,51	0,46
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	6,7	10,3
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,31	0,30
Расчетная температура, °С	6,3	4,1
Пластовая температура, °С	85	85
Пластовое давление, МПа	27	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,4	5,4
Плотность нефти		
в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,850	0,850
в стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,882	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,053	1,053
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,8	6,8
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	24	24
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,01	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> МПа <sup>-1</sup>		
нефти	11,9	11,9
пористой среды	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,331	0,370

Всего: 11,9



Таблица 2.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав нефти  
Гайлаковского месторождения

Наименование		Ачимовская пачка	Гравимет, пласт			
			$IO^1_1$	$IO_2$	$IO_3$	$IO^1_2 + IO^1_3$
Вязкость кинематическая, сСт						
при 20°C		24,46		54,59	58,96	-
30°C		8,78	25,90	26,37	22,87	-
Температура начала кипения, °C		123	125	125	148,0	22,0
Температура застывания нефти, °C		(-6)	(-18)-(-9)	(-25)-(-7)	(-5)-(+12)	(-13)-0
Массовое содержание, %	Серы	1,44	1,45	1,48	1,47	1,50
	Смолы и асфальтеновые	11,13	10,20	9,40	9,0	11,0
	Асфальтенов	5,47	8,78	7,72	6,44	7,81
	Парафинов	2,99	3,13	2,67	3,0	2,26
	Воды	1,74	н/опр	3,15	5,4	-
	Солей	49	н/опр	220	125,5	-
Азота, %		0,22	-	0,15	0,13	-
Температура плавления парафина, °C		55,8	58	57	60,3	53
Объемный выход фракций, %	до 150 °C	2,9	4,1	3,93	3,1	6,4
	до 200 °C	12,0	11	9,71	7,15	10,8
	до 250 °C	20,00	16,8	16,07	14,5	22
	до 300 °C	34,0	30	31,0	28,6	42
Плотность нефти, кг/м³		895	906	903	903	900
Коксуемость, %		7,61	8,78	7,94	6,07	-
Молярная масса, г/моль		303	н/опр	308	284	-
Коэффициент светопропускания		991	н/опр	1097	657	-

Пластовые воды Таймырского месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому и хлоридно-кальциевому типам. Основные солеобразующие элементы представлены ионами калия, магния, кальция, с преобладанием хлора и натрия.

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства пластовых вод Таймырского месторождения

Наименование			Водопысый комплекс I			Водопысый комплекс II
			Пласт Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Пласт Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup>	Пласт Ю <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Пласт Ю <sub>2</sub>
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na <sup>+</sup>	7500	5714	6857	5524
		K <sup>+</sup>	125	120	170	-
		Ca <sup>2+</sup>	164	230	266	492
		Mg <sup>2+</sup>	30	15	32,5	-
		Mn <sup>2+</sup>	35	40	27	21,9
	анионы	Cl <sup>-</sup>	11134	8156	9929	8875
		SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	н/обн	8	н/обн	75
		NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	48	н/обн	н/обн	36
		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1659	2025	1850	841
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л	HBO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		11,2	31,74	46,55	18
	J <sup>-</sup>		6,13	6,02	6,97	18,84
	Br <sup>-</sup>		11,2	31,86	39,42	57,43
	F <sup>-</sup>		0,48	0,57	5,7	-
Коллоиды SiO <sub>2</sub>			26	45	37	5,2
рН, м.де			7,08	8	6,9	8
Sr, мг/л			41	-	52	-
Минерализация, мг/л			20695	15293	19079	16486
Нашлемовая кислота			0,52	нет воды	0,34	-
Плотность воды при 20°С, г/см <sup>3</sup>			1,014	1,011	1,013	-
Тип воды			Гидрокарбонатно-натриевый			Хлоридно-кальциевый

Продолжение таблицы 2.3

Наименование		Водопольный комплекс III				
		Плест 1011	Плест 1011	Плест 1011	Среднее значение	
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na <sup>+</sup>	скв.138 6143	скв.150 7668	скв.171 7667	7159
		K <sup>+</sup>	170	(Na+K)	130	150
		Ca <sup>2+</sup>	334	356	220	303
		NH <sup>4+</sup>	22,5	-	60	41,25
		Mg <sup>2+</sup>	46	26,28	18	30,27
	анионы	Cl <sup>-</sup>	9929	11538	10993	10820
		SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	17	н/обн	н/обн	17
		NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	н/обн	н/обн	72	72
		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1049	1732	1830	1537
		HBO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	11,68	28,3	57,13	32,54
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л	J <sup>-</sup>	8,56	20,5	10,32	13,13	
	Br <sup>-</sup>	50,76	95,97	58,32	68,35	
	F <sup>-</sup>	1,74	-	0,95	1,35	
Коллоиды		SiO <sub>2</sub>	33,68	12,1	22	22,59
рН, мЭк			7,45	-	8,53	7,9
Sr, мг/л			87	-	-	87
Минерализация, мг/л			17711	21505	20950	20049
Нафтеновая кислота			1,06	1	0,38	0,81
Плотность воды при 20°С, г/см <sup>3</sup>			1,012	-	1,0174	1,013
Тип воды		Гидро-натриевый и хлоридно-кальциевый				

10

10

3.0. таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Таймырской месторождения

Таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Таймырской месторождения

Шлаки	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °C	Давление насыщения, МПа			Газосодержание, м³/т		Объемный коэффициент		Плотность нефти, кг/м³				Вязкость, нефть, мПа·с		Плотность газа, кг/м³		Температура насыщения нефти парами, °C		
			2	3	4	5	6	7	8	9	пластовая	однофазное	ступенчатое	пластовое	пластовый	свариваемый	в монократное		ступенчатое	
1							38*		1,087*											
26,5	80	6,75	30,33	25,52				1,064	1,046	862	883	883	883	883	3,95		1,07	0,865		
27	92	8,73	56,84	49,05				1,210	1,203	750,0	871,6	863,2	863,2	863,2	2,25	27,95	1,114	0,935		
27,6	36,0	5,1	30,92	26,12				1,129	1,100	801,6	880,2	875,5	875,5	875,5	2,77	35,0	1,113	0,866		
25,9	89	5,75	34,77	30,76				1,192	1,134	795,1	883,2				3,27		0,95			
26,5	80	6,77	29,83	27,47				1,052	1,049	862	883	879	879	879	5,50	-	1,03	0,82		
26,4	87	3,4	16,3	12,5				1,142	1,128	788,5	882,5	880,0	880,0	880,0	2,76	47,49	1,175	0,895		
6,78			30,69	25,84				1,053	1,046	864	886	882	882	882	4,72		0,853	0,826		
83,3									1,046	864	886	882	882	882	4,72					
27,6	84	2,10	6,91	4,89				1,095	1,089	815,8	883,1				5,61		1,19			
27,2	85	3,62	39,86	41,40				1,135	1,135	807,5	884,1	879,4	879,4	879,4	3,15		1,138	1,403		
27	86	7,29	29,04	24,43				1,078	1,059	844,7	885,6	882	882	882	5,49	-	1,010	0,862		
27	86	7,05	33,55	31,64 <sup>1)</sup>				1,117	1,109 <sup>1)</sup>	819,3	882,7	883,5 <sup>1)</sup>	883,5 <sup>1)</sup>	883,5 <sup>1)</sup>	3,99	-	1,093	0,913 <sup>1)</sup>	34	
6,4			26,22	24,19				1,07	1,056	847	884	882	882	882	1,47		0,927	0,867		
6,7				24,0				1,056	1,056	847	884	882	882	882						

Примечание: \* - по данным подсчета; 1) - по данным подсчета.

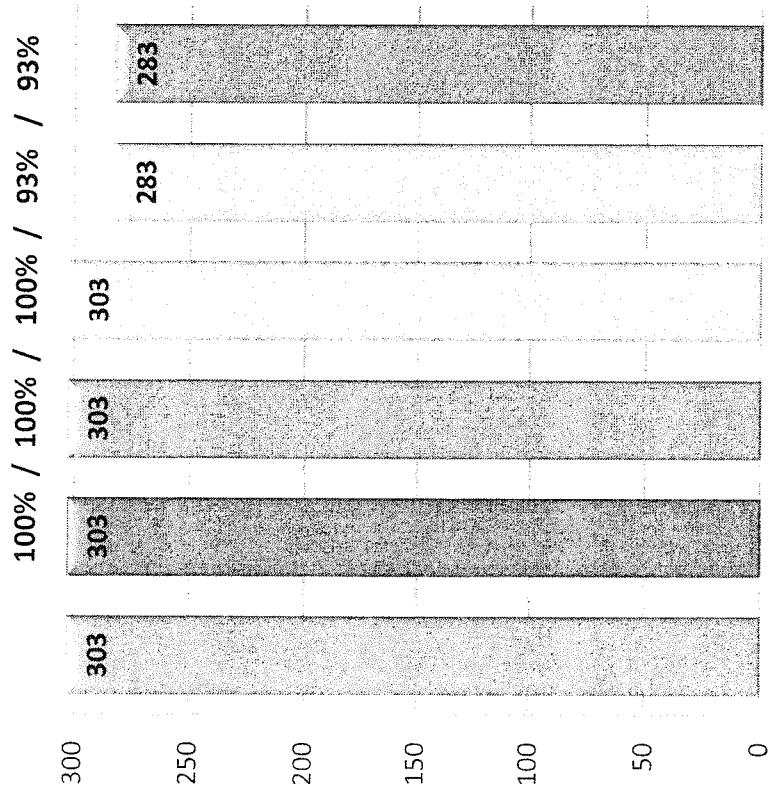
Примечание: \* - расчетные показатели; 1) - дифференциальное разделение

3.0. таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Таймырской месторождения

Таблица 3.9. Физико-химические свойства (для нефти по основным продуктивным пластам Тайинковского месторождения (по данным анализа пилотных проб и сепарированной нефти)

Параметры	Плотность, кг/м³	Кинематическая вязкость нефти, мм²/с		Массовое содержание, %						Содержание хлористых солей, мг/л		Кислотное число, мг/л	Температура, °С						Фракционный состав, %, об.						Молекулярная масса																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
		20°С	50°С	Сера	Синтаны	Асфальтены	Парафины	Механические	Вода	Соединение хлористых солей, мг/л	Кислотное число, мг/л		парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин		парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин	парафин

# ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ИРД ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА 2014Г. (НОРМАЛИЗОВАННАЯ ПРОГРАММА)



## Комментарии:

По 20 объектам имеющим проектно-сметную документацию заключение Государственной экспертизы ожидается в 1 полугодии 2015 г.

Причины отклонения по обеспеченности проектно-сметной документацией объектов КС 2014 г.:

По 15 объектам в связи с изменениями, уточнениями и дополнениями исходных данных и технических условий, а также длительным согласованием проектных решений сроки получения заключения ГГЭ сместились на более поздние;

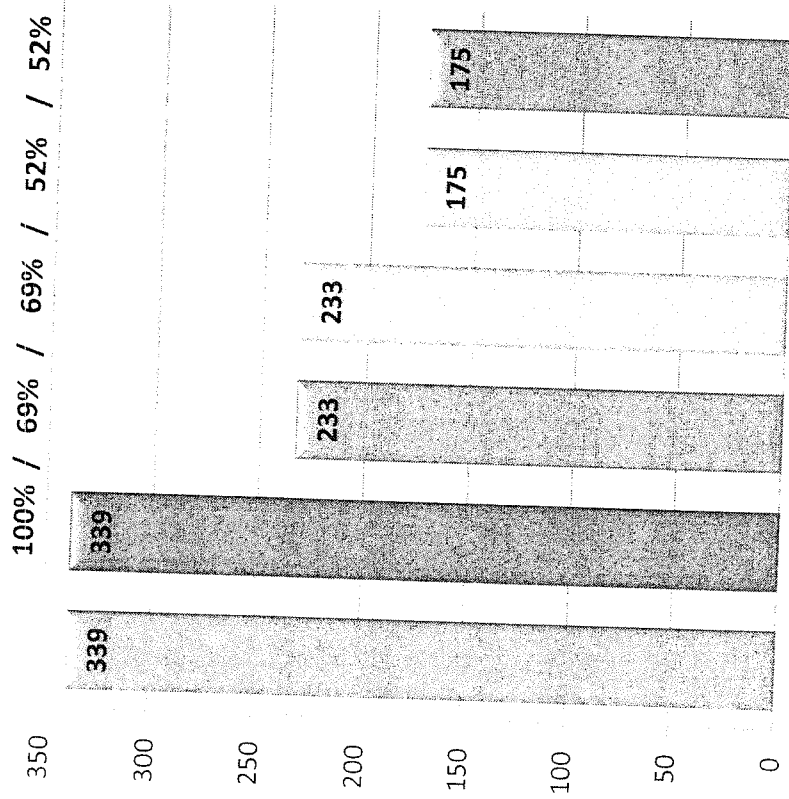
По 5 объектам задержка получения ГГЭ в связи с поздним выбором или изменением поставщика оборудования.

Объекты 2014 г.	Договора	Стадия П	Стадия РД	ГГЭ	Разрешение на строительство
-----------------	----------	----------	-----------	-----	-----------------------------

ПОЛНОЕ ЮРИДИЧЕСКОЕ  
НАЗВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

НАЗВАНИЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ

# ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ИРД ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА 2015Г. (НОРМАЛИЗОВАННАЯ ПРОГРАММА)



Объекты 2015 г.	Договора	Стадия П	Стадия РД	ГЭ	Разрешение на строительство
ПОЛНОЕ ЮРИДИЧЕСКОЕ НАЗВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	НАЗВАНИЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ				