

форма 10

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А. М. Пятаев

2014 г.



Задание на проектирование

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №122»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №122
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок
3.	Основание для проектирования
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера
6.	Требования к проектной организации
	– 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.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2014-2016гг.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства кустовой площадки № 122, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – Полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; – Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе

[Handwritten signature]

высот в формате MapInfo.

- Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.

12. Требования к выделению пусковых комплексов

Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

13. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования

Куст скважин № 122 – 12 скважин

1-й этап строительства :

- «Обустройство 1-ой скважины куста №122»

Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5

Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении № 6

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 122

месторождение	куст	Назнач. Наги, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	122	гор с МГРП	ЮВ3	135	71	40
		гор с МГРП	ЮВ3	95	50	40
		наги	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		наги	ЮВ2+3	35	19	40
		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40
		наги	ЮВ2+3	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40
		наги	ЮВ2	25	13	40
		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40
		наги	ЮВ2	26	14	40
		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40
			Сумма	994	526	
			Ср. Q	83	44	

Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3

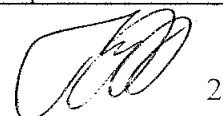
Планируемое погружное оборудование куста скважин № 122 представлено в Приложении № 4

- «Автодорога на куст скважин № 122»,

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога на куст скважин № 122	0,4	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

- «ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин № 122» (основная линия) - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение № 1)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 122 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка после утверждения Акта



		выбора
--	--	--------

– «Нефтегазопровод «к.122 – т.вр.к.22»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод «к.122 – т.вр.к.22» (Приложение № 9)	0,4	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

2-й этап строительства «ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин № 122» (основная линия) - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 122 (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

3-й этап строительства – «Высоконапорный водовод «т.вр. к.122 –к.122»

Проектирование высоконапорных водоводов выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами закачки жидкости. Требуемое давление нагнетания рабочего агента в пласт **190 кгс/см²**.

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод «т.вр. к.122 –к.122» (Приложение № 9)	0,4	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

4-й этап строительства «Нефтегазопровод «т.вр.к.122 – т.вр.к.22, 122»

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

Наименование участка	Длина, км	Примечание
– Нефтегазопровод «т.вр.к.122 – т.вр.к.22, 122» (Приложение № 9)	1,0	Возможна корректировка после утверждения Акта выбора

5-й этап строительства – вторая скважина;

6-й этап строительства – третья скважина;

7-й этап строительства – четвертая скважина;

8-й этап строительства – пятая скважина;

9-й этап строительства – шестая скважина;

10-й этап строительства – седьмая скважина;

11-й этап строительства – восьмая скважина;

12-й этап строительства – девятая скважина;

13-й этап строительства – десятая скважина;

14-й этап строительства – одиннадцатая скважина;

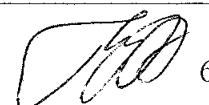
15-й этап строительства – двенадцатая скважина;

14.	Требования к техническим решениям
	<p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7; – Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм; – Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии; – Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в Приложении № 9; – Требования к организации системы ППД куста № 122 Тайлаковского месторождения, давление нагнетания в пласт 190 кгс/см²; – Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно РД Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки. – При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры; – При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком; – При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения; – 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; – Предусмотреть устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении 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 аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам



	<p>заказчика.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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) <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> - По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пандусы высотой 0,15м. (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.). - Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями. - Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95; МУ 2.2.4.706-908) <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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"> - Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.) - Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5) - Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*).
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> - Новое строительство; - Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; - Кустовая площадка №122 расположена в границах территории традиционного природопользования; - Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №10)
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> - 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. - 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

	<p>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)</p>
18.	<p>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»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобърыбвод»
19.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
21.	<p>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</p>
	<p>Не требуется</p>
22.	<p>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	<p>Состав демонстрационных материалов</p>
	<p>Не требуется</p>
24.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №122»</p>



	Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин № 122 Тайлаковского месторождения» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин № 122 Тайлаковского месторождения» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин № 122 Тайлаковского месторождения» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин № 122 Тайлаковского месторождения» Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП» Приложение № 8 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения» Приложение №9 «ТУ на проектирование промысловых трубопроводов» Приложение №10 «Идентификационные признаки»
25.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
26.	Срок выдачи тендерной документации
	– 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.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	– Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах – В электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	– Представить опросные листы в формате Заказчика – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls. – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика – 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).
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. – Исходные данные запросить отдельно. – Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arp, *.xml, *.xls.
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	– Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией. – После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ».
31.	Особые условия
	- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; - Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;



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

Исполнитель:
Инженер 2 категории ООПИР ДПИРиВОЭ



Сергеев А. А.



ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №122»

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p> _____ Д. А. Николаев</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p> _____ И. Г. Тухфатуллин</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> _____ Е. В. Лещенко</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	<p>Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды</p> <p> _____ О. В. Анцелович</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>
<p>Зам. начальника ООПИР</p> <p> _____ С. В. Игнатов</p> <p>« _____ » _____ 2014 г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

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

И.Г. Тухфатуллин

2014 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 122».

Куст скважин № 122».																							
1.	Наименование объекта																						
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 122.																						
2.	Географическое положение объекта																						
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.																						
3.	Основание для проектирования																						
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																						
4.	Заказчик																						
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																						
5.	Вид строительства																						
	Капитальное строительство.																						
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																						
	2015г.																						
7.	Условия ввода в эксплуатацию																						
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																						
8.	Состав проектируемого объекта:																						
	<u>Куст скважин № 122 – 12 скважин:</u>																						
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 122</td><td>0,400</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 122 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,500</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №122 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,500</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.122 - т.вр.к.22 (Приложение № 1)</td><td>0,400</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.122 - т.вр.к.22, 122 (Приложение № 1)</td><td>1,000</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. к.122- к.122 (Приложение № 1)</td><td>0,400</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>		Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 122	0,400	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 122 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,500	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №122 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,500	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.122 - т.вр.к.22 (Приложение № 1)	0,400	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.122 - т.вр.к.22, 122 (Приложение № 1)	1,000	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.122- к.122 (Приложение № 1)	0,400	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																					
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 122	0,400	Возможна корректировка																					
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 122 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,500	Возможна корректировка																					
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №122 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,500	Возможна корректировка																					
Нефтегазопровод к.122 - т.вр.к.22 (Приложение № 1)	0,400	Возможна корректировка																					
Нефтегазопровод т.вр.к.122 - т.вр.к.22, 122 (Приложение № 1)	1,000	Возможна корректировка																					
Высоконапорный водовод т.вр. к.122- к.122 (Приложение № 1)	0,400	Возможна корректировка																					
	– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;																						
	– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и																						

планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6;

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 122:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Опуск.	Опуск.	%
				м3/сут по жид	т/сут по нефти	
Тайлаковское	122	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 № 3
Планируемое погружное оборудование куста скважин № 122 представлено в Приложении № 4.

9. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2 , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов.
- Требования к организации системы ППД куста № 122:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см^2 ;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;

- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар).
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции 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 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85)

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*: МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008

	<p>№ 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p>
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – Кустовая площадка № 122 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования 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)
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – 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».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Ведущий инженер ОПИОМ ДПРПИОМ

М.Н. Смирнов

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 122»

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

Технические условия № 208-2012 от 27.06.2014 г.
на электроснабжение КП-122 Тайлаковского м/р.

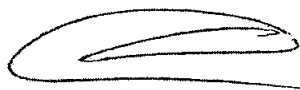
Запрашиваемая мощность – 790 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-122 Тайлаковского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН».
3. Проект согласовать с ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
7. **Проектом предусмотреть:**
 - 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-122.
 - 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 7.4. Точки подключения (точные номера опор определить в процессе проектирования):
 - Существующая оп. №19/9 ВЛ-6кВ Ф-5 ЗРУ-6кВ №1 «ТПЭС ДНС-1». При необходимости выполнить замену опор в месте подключения;
 - Существующая оп. №19/9 ВЛ-6кВ Ф-6 ЗРУ-6кВ №1 «ТПЭС ДНС-1». При необходимости выполнить замену опор в месте подключения.
 - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ЗРУ-6кВ №1 «ТПЭС ДНС-1» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 7.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-122 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-122 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 7.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.11. КТПН-6/0,4кВ с БСК-0,4кВ производства Невского завода «Электроцит», ГК «Электроцит»-ТМ Самара или аналог. Технические характеристики КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 7.13. Защиту трансформаторов КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (ОПН-6кВ на приёмных порталах КТПН-6/0,4кВ).
 - 7.14. Узлы учёта электроэнергии на стороне 0,4кВ в КТПН-6/0,4кВ.
 - 7.15. Требования к узлам учёта:
 - 7.15.1. Разделение токовых цепей учёта электрической энергии от цепей измерения и защит;
 - 7.15.2. Выполнение токовых цепей учёта цельным кабелем от трансформаторов тока 0,4кВ до испытательной коробки (КИ-1) – без промежуточных клеммников;
 - 7.15.3. Защиту от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока;
 - 7.15.4. Трансформаторы тока класса точности 0,2S с возможностью пломбирования цепи 0,2S для учёта электрической энергии;
 - 7.15.5. Счётчики учёта электрической энергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АСТУЭ по GSM каналу;
 - 7.15.6. Обогрев узла учёта в холодное время года.
 - 7.16. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-

- 6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 7.17. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги - не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 7.18. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 7.19. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 7.20. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 7.21. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 7.22. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 7.23. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-122.
- 7.24. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 7.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 7.26. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-122 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 7.27. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 7.28. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 7.29. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-5, Ф-6 ЗРУ-6кВ №1 «ГПЭС ДНС-1» - на одном листе в одном экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

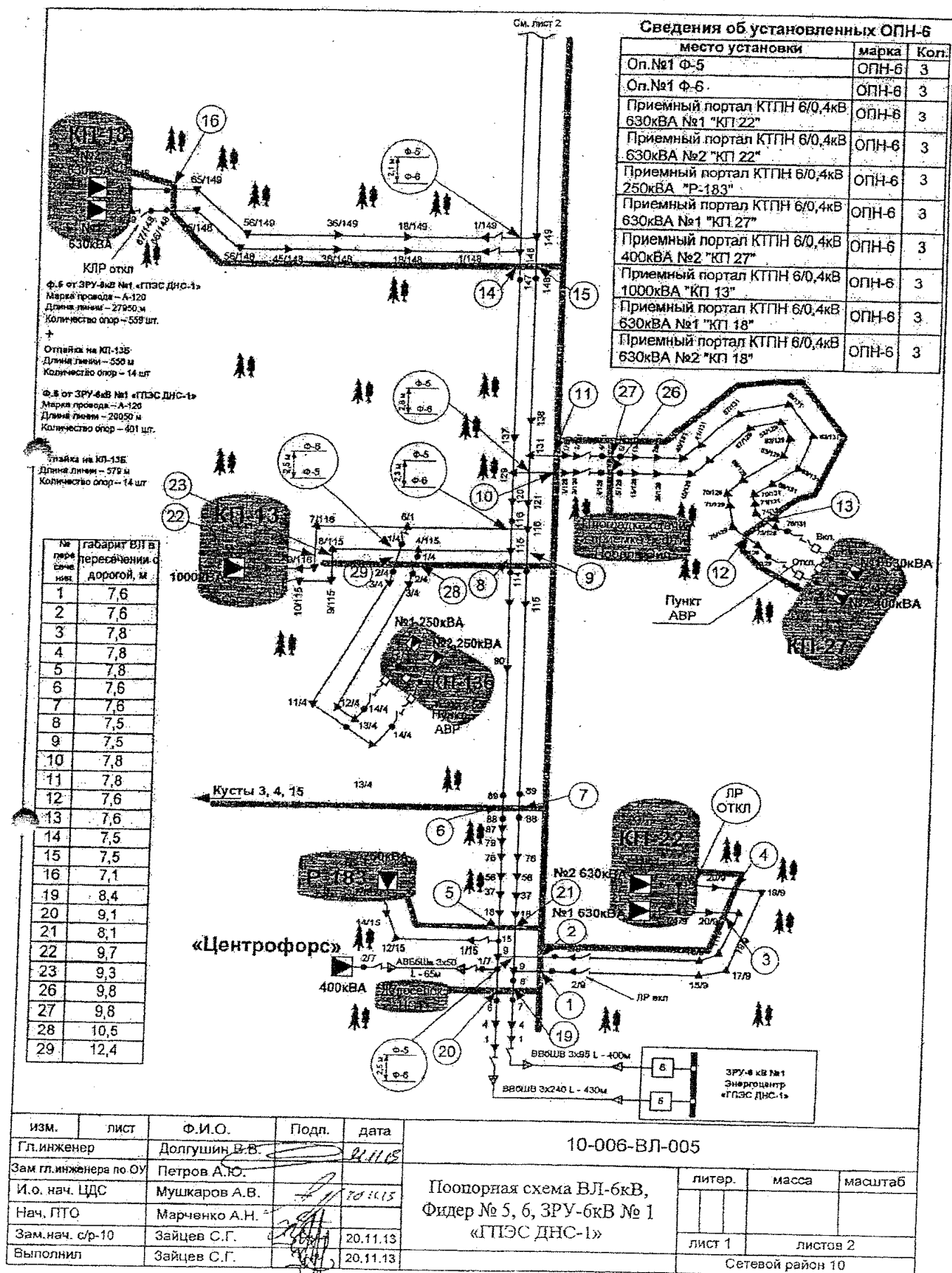


В.В. Долгушин

Согласовано:
И.о. главного энергетика
ОАО «СН-МНГ»



Н.Н. Сайфулин



Проектные данные по КП № 122 Тайлаковского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи			объем закачки	Давление нагн	Газосодержание	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	нагн	с отрабо	пьезометр	жидк	нефти					
									м³/сут	т/сут	м³/сут	МПа	м³/т	град	
Ватинское НГДУ															
1	Тайлаковское	122	ЮВ ₂ , ЮВ ₃	12	7	5	0	0	994	526	1000	19	ЮВ ₂ - 34,88 ЮВ ₃ - 34,21	ЮВ ₂ - 83 ЮВ ₃ - 86	эцн
1	Итого по месторождению			12	7		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 ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 122 Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 122										
1.1	Общий фонд скважин, шт	4	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	12	98	78	65	63	62	60	58	56	54
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	33	338	417	417	417	419	417	417	417	419
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	225	334	346	348	351	352	354	355	358
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	0,4	3,4	2,7	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9

Начальник отдела ОПИМПр

А.М. Горбань

список скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 122 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	122	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	

Приложение №4

Планируемое погружное оборудование куста скважин №122 Тайлаковского месторождения нефти
Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов и с планируемым погружным оборудованием
по КП № 122 Тайлаковского месторождения

месторождение	№ скв	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Тайлаковское	***	122	гор с МГРП	ЮВ3	135	71	40	5-125-2500	90
	***		гор с МГРП	ЮВ3	95	50	40	5-125-2500	90
	***		нагн	ЮВ2+3	35	19	40	5-30-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40	5-125-2500	90
	***		нагн	ЮВ2+3	35	19	40	5-30-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ3	113	60	40	5-125-2500	90
	***		нагн	ЮВ2+3	25	13	40	5-25-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ2	158	84	40	5-160-2500	90
	***		нагн	ЮВ2	25	13	40	5-25-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ2	135	71	40	5-125-2500	90
	***		нагн	ЮВ2	26	14	40	5-25-2500	32
	***		гор с МГРП	ЮВ2	99	52	40	5-125-2500	90
	12			Сумма	994	526			
				Ср. Q	83	44			

И.о. начальника ТООПДНГ ДДНГ



А.А.Осипов



Приложение №5

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

26 июня 2014 г.
На № МБ - 566

№ АН-1800
от 24 июня 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

№ п/п	№ куста	Месторождение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Y	
1.	122	Тайлаковское	537 475	611 876	40°27'

Примечание: ТПП - 8 уг.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

А.А.Новичков

М.О.Перегудов

185

Тайлаковское месторождение КП № 122

Масштаб 1 : 25 000

D-7233

K-22

K-1

P-256

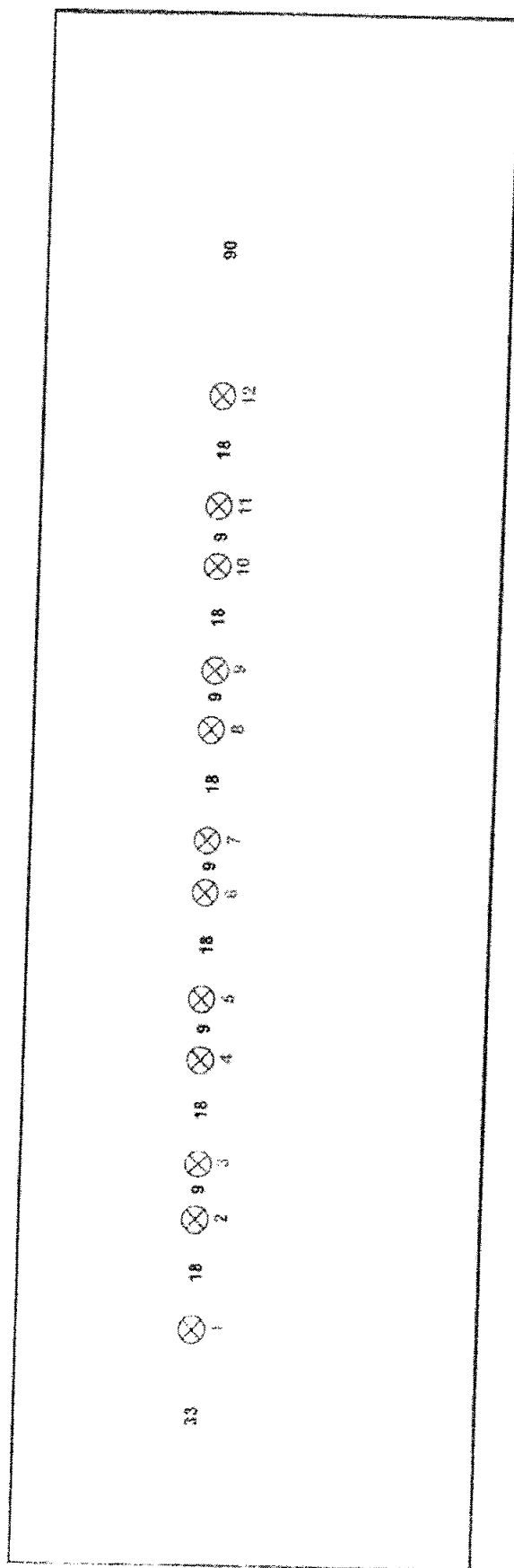
ДНС-1

187

221

94

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА № 122 ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
по состоянию на 24.06.14г



Примечание: * - если без амбарное бурение
количество отходов бурения с одной скважины:
горизонтальная скв. - 1950м3
направленная скв. - 1230 м3
водозаборная скв. - 850м3

Начальник ДСС ОАО "СН-МНГ"

Брюхов Д.А.

Начальник ДГин ОАО "СН-МНГ"

Перегудов М.О.

Гл. специалист ПТО ДСС ОАО "СН - МНГ"

Уразаев Д.И.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

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

27 июня 2014 г.

На № _____

№ 21-19-900

от _____ 201_ г.

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

О предоставлении ТУ.

На Ваш запрос, направляю технические условия для проектирования разделов
АСУ ТП следующих кустовых площадок:

Тайлаковское м.р. КП №№ 55, 13-6, 122, 89, 63, 58, 88, 118, 82, 46, 78, 9, 52, 42;

Аганское м.р. КП № 187;

Ачимовское м.р. КП №№ 31, 30, 29, 34, 36;

Ватинское м.р. КП №№ 42, 203, 222, 253, 252, 230;

Локозовское м.р. КП №№ 113, 105.

Приложение:

ТУ

28 экз.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко
тел. 4-19-76

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 122».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 122», 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:

– ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

– Приказ № 101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

– ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 122 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 122» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ_ЗКМ, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 4 Тайлаковского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-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;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

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

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;

- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 122:

1. Скважины с ЭЦН

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);

- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

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

Приложение № 1,1:

Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.

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

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ);

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ИСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);

- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПА («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. 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;

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных ВЗлет ППД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 122.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
- вывод информации о состоянии обогревателей вывести на систему ТМ посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом.

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТПН.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50° С со степенью защиты IP 65.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

- клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики
- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
 - расположение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
 - использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
 - точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 122.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (для каждого из блоков применить регулятор ОВЕН ТРМ1 производства фирмы «ОВЕН»).

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.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:
- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 122:

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

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

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

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

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

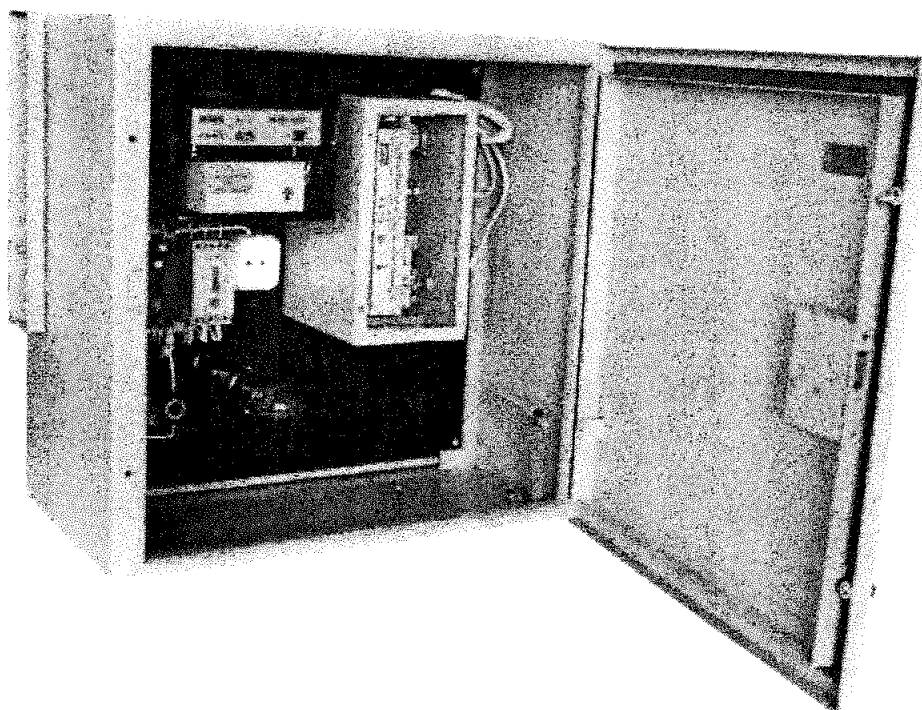
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП-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 №122.» до 24.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
 - Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".
- Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

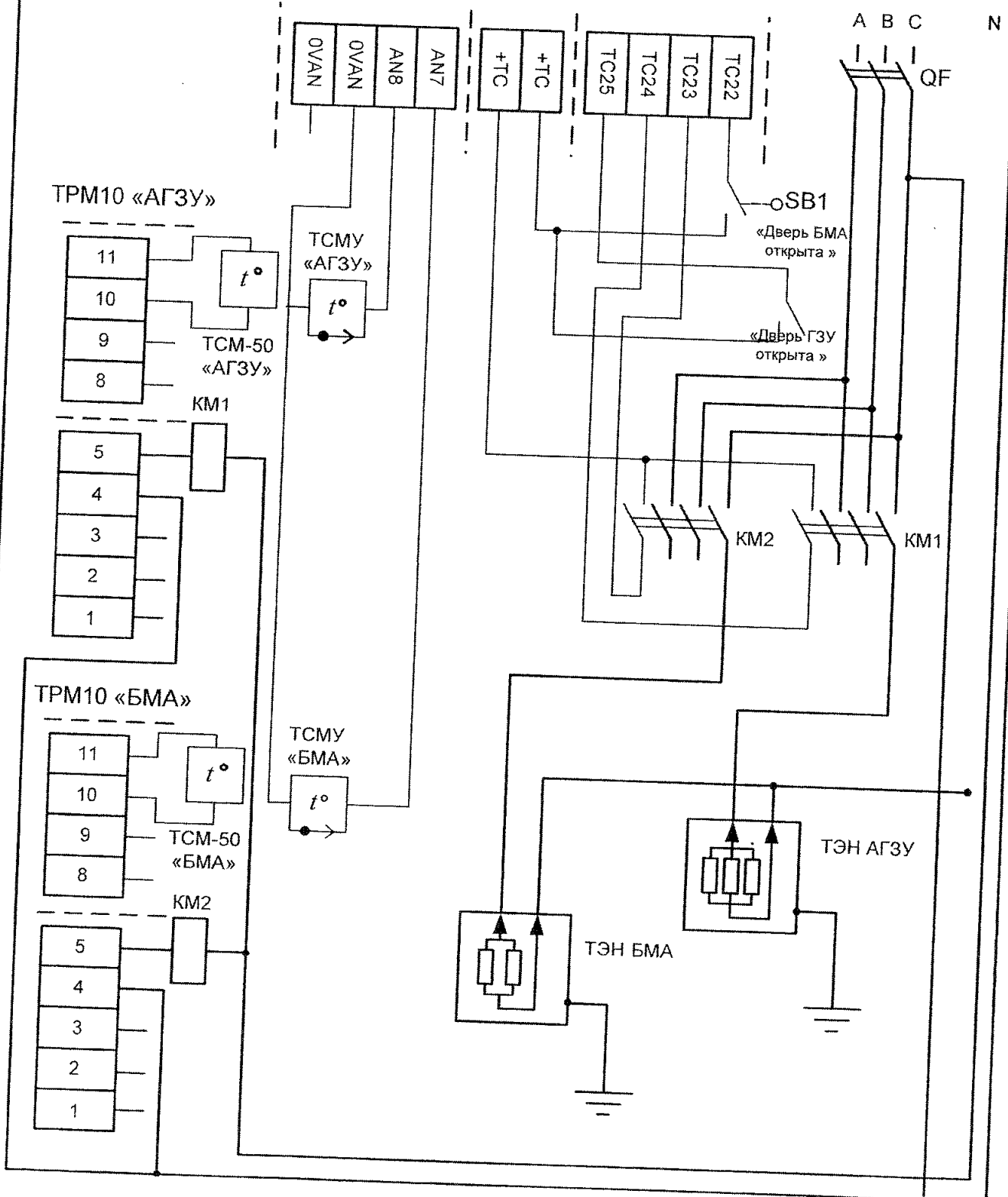
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера STM



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.
Схема внешних соединений.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
ДЛЯ ОБЪЕКТА
ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 122.**

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 СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 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 антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
- расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-007393 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 №122.» до 24.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко

14 ИЮН 2013 8:37

ФАКС HP LASERJET

6767766

С. 4



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

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

№

на №

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 радиоэлектронных 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.

ИНН:

628684

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 радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 25.12.2006 № 05-3-031236.

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланча

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 передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

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

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

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

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:	3K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широты, долготы)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризации	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Канал	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

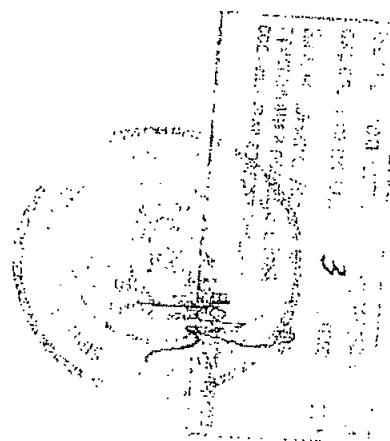


14 NOV 2013 8:37

ØAKC HP LASERJET

6767766

C.7



Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Гайдаровского месторождения (таблица 1)

Параметры	Пласты				
	Ач ¹	Ач ²	Ач ³	Ач ⁴	Ач ⁵
Средняя глубина залегания (г. в), м	2441,8	2431,3	2455,5	2465,3	2497,2
Количество пластов	1	1	1	1	1
Тип залежи	пластовые сводовые		пластовые сводовые литологически экранированные		
Тип коллектора	терригенный поровый				
Площадь нефтеносности, тыс. м ² (С ₁ +С ₂)	3273	15588	3253	7598	25898
Средняя общая толщина, м	24,4	27,8	9,8	33,5	9,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,9	6,2	1,4	2,6	1,9
Пористость, доли ед.	0,18	0,18	0,16	0,19	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,62	0,58	0,56	0,46	0,59
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	1,3	1,6	0,6	1,0	3,2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,66	0,47	0,34	0,13	0,37
Расчлененность, ед.	11	11	3,0	1,5	3,4
Пластовая температура, °С	78	78	78	78	78
Пластовое давление, МПа	25	25	25	25	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Плотность нефти					
в пластовых условиях, г/см ³	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
в стандартных условиях, г/см ³	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
Газосодержание нефти, м ³ /т	38	38	38	38	38
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979
Коэффициент сжимаемости нефти, 10 ⁻³ 1/МПа	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,500	0,466	0,446	0,326	0,475

Авт. *Минин*

Продолжение таблицы 1

Параметры	Плост
Количество пластов	10
Тип коллектора	Пластовые сводовые тектонически и эпигеологически активированные
Тип коллектора	терригенный поровый
Средняя глубина залегания (а. о.), м	2541,9
Площадь нефтеноскости, тыс. м ² ($C_1 - C_2$)	17932
Средняя общая толщина, м	29
Средняя нефтенасыщенная толщина, м ($C_1 - C_2$)	6,3
Пористость, доли ед.	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность доли ед. ($C_1 - C_2$)	0,54
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	9,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,40
Расчетенность, 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 ³	0,846
в стандартных условиях, г/см ³	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,043
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻³ 1/МПа	
нефти	11,9
пористой среды	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,463

А. А. А. А. А.

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты	
	Ю ₂ 10	Ю ₂ 13
Количество залежей		
Тип залежи	пластовые сводовые тектонические и антиклинальные экранированные	
Тип коллектора	терригенный поровый	
Средняя глубина залегания (н. о. л.) м	2600.8	2601.9
Площадь нефтеносности, тыс. м ² (C ₁ +C ₂)	300329	437707
Средняя общая толщина, м	13.1	16.2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (C ₁ +C ₂)	3.0	6.7
Пористость, доли ед.	0.16	0.16
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (C ₁ +C ₂)	0.52	0.52
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	19.5	16.8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.58	0.49
Расчетенность, ед.	2.0	3.4
Пластовая температура, °C	83	83
Пластовое давление, МПа	26.5	26.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4.73	4.73
Плотность нефти		
в пластовых условиях, г/см ³	0.865	0.865
в стандартных условиях, г/см ³	0.882	0.882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.043	1.043
Давление насыщения нефти газом, МПа	8.9	5.1
Газосодержание нефти, м ³ /т	26	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.36	0.36
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.01	1.01
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа		
нефти	11.9	11.9
пористой среды	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0.442	0.442

Иванов В.И.

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты		
	Ю(дог)	Ю ₂	Ю ₃
Количество пластов	14	9	6
Средняя глубина залегания (а, б, в), м	2800,6	2594,2	2603,7
Тип залежи	пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные		
Тип коллектора	терригенный поровый		
Площадь нефтеносности, тыс. м ² (C ₁ +C ₂)	122141	92736	42120
Средняя общая толщина, м	48,9	12,4	24,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (C ₁ +C ₂)	12,7	4,1	6,7
Пористость, доли ед.	0,17	0,17	0,17
Средняя начальная нефтенасыщенность, д. ед. (C ₁ +C ₂)	0,58	0,56	0,51
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	25,7	24,7	23,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,59	0,37	0,42
Рассеивенность, ед.	9,5	2,0	3,3
Пластовая температура, °C	85	85	85
Пластовое давление, МПа	27	27	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,4	5,4	5,4
Плотность нефти			
в пластовых условиях, г/см ³	0,850	0,850	0,850
в стандартных условиях, г/см ³	0,882	0,882	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,053	1,053	1,053
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,8	6,8	6,8
Газосодержание нефти, м ³ /т	24	24	24
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,01	1,01	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ /МПа			
нефти	11,9	11,9	11,9
поровой среды	1	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,500	0,482	0,431

Иванов И.И.

Окончание таблицы 1

Параметры	Пласты	
	Ю ₁	Ю ₂
В. разрезная залежь	2	2
Средняя глубина залегания (м. п.), м	2702	2715,8
Тип залежи	пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные	
Тип коллектора	терригенный поровый	
Площадь нефтеносности, тыс.м ² (С ₁ -С ₂)	14680	10594
Средняя общая толщина, м	37,3	22,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (С ₁ +С ₂)	19,3	7,6
Пористость, доли ед.	0,15	0,14
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (С ₁ +С ₂)	0,51	0,46
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	6,7	10,3
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,31	0,30
Расчлененность, ед.	6,3	4,4
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 ³	0,850	0,850
в стандартных условиях, г/см ³	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 ³ /т	24	24
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,01	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻³ /МПа		
нефти	11,9	11,9
пористой среды	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,431	0,370

Автоматизированно

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

Наименование		Горизонт, пласт				
		Ачимовская пачка	Ю ¹ ₁	Ю ₂	Ю ₃	Ю ¹ ₂ + Ю ¹ ₃
Вязкость кинематическая, сСт	при 20°C	24,46	-	54,59	58,96	-
	50°C	8,78	25,90	26,37	22,87	-
Температура начала кипения, °C		123	125	125	148,0	122,0
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
	Смол силикагелевых	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	58
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/м ³		895	906	903	903	900
Коксуемость, %		7,61	8,78	7,94	6,07	-
Молярная масса, г/моль		303	н/опр	308	284	-
Коэффициент светопоглощения		991	н/опр	1007	687	-

Таблица 2.2 – Геохимический состав ДНК-1 Платовского месторождения нефти

14

Пластовые воды Тайлаковского 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 Тайлаковского месторождения

Наименование			Водопластный комплекс I			Водопластный комплекс II
			Пласт Ю ₂	Пласт Ю ₂ ²	Пласт Ю ₃ ¹	Пласт Ю ₂
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na ⁺	7500	5714	6857	5524
		K ⁺	125	120	170	-
		Ca ²⁺	164	230	266	492
		NH ⁴⁺	30	15	32,5	-
		Mg ²⁺	35	40	27	21,9
	анионы	Cl	11134	8156	9929	8875
		SO ₄ ²⁻	н/обн	8	н/обн	75
		NO ₃	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO ₃	48	н/обн	н/обн	36
		HCO ₃	1659	2025	1830	841
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л	HBO ₂	11,2	31,74	46,55	18	
	J	6,13	6,02	6,97	18,84	
	Br	11,2	31,86	39,42	57,43	
	F	0,48	0,57	5,7	-	
Коллоиды	SiO ₂	26	45	37	5,2	
pH, мЭв		7,08	8	6,9	8	
Sr, мг/л		41	-	52	-	
Минерализация, мг/л		20695	16293	19079	16486	
Нафтенная кислота		0,52	нет воды	0,34	-	
Плотность воды при 20°С, г/м ³		1,014	1,011	1,013	-	
Тип воды	Гидрокарбонатно-натриевый				Хлоридно-кальциевый	

Продолжение таблицы 2.3

Наименование			Водоносный комплекс III			
			скв.138	Плост Ю11		Среднее значение
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na ⁺	6143	7668	7667	7159
		K ⁺	170	(Na+K)	130	150
		Ca ²⁺	334	356	220	303
		NH ⁴⁺	22,5	-	60	41,25
		Mg ²⁺	46	26,28	18	30,27
	анионы	Cl	9929	11538	10993	10820
		SO ₄ ²⁻	17	н/обн	н/обн	17
		NO ₃ ⁻	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO ₃ ⁻	н/обн	н/обн	72	72
		HCO ₃ ⁻	1049	1732	1830	1537
		Растворимые ионы микроэлементов, мг/л	HBO ₂ ⁻	11,68	28,8	57,13
J	8,56		20,5	10,32	13,13	
Br ⁻	50,76		95,97	58,32	68,35	
F ⁻	1,74		-	0,95	1,35	
Коллоиды		SiO ₂	33,68	12,1	22	22,59
рН, мЭв			7,45	-	8,53	7,9
Sr, мг/л			87	-	-	87
Минерализация, мг/л			17711	21505	20930	20049
Нафтеновая кислота			1,06	1	0,38	0,81
Плотность воды при 20°С, г/м ³			1,012	-	1,0174	1,013
Тип воды			Гидро-натриевый и хлоридно-кальциевый			

1989. Тетра- и пента-метил-ДНБ-1 Туйлачского месторождения нефти

16

Таблица 2.4 - Компонентный состав пластовой нефти, разгазированной нефти и газа на ступенях сепарации

№	Показатели	Состав пластовой нефти, % мольн.	Состав газа и разгазированной нефти, % мольн.				
			При давлении 1 ст. 0,3 МПа			При давлении 1 ст. 0,6 МПа	
			Газ 1 ст. сепарации P=0,3МПа T=278K	Газ II ст. сепарации P=0,005МПа T=318K	Разгазированная нефть	Газ 1 ст. сепарации P=0,6МПа T=278K	Газ II ст. сепарации P=0,005МПа T=318K
1.	Компоненты						
	CO ₂	0,16	0,73	1,24	0,01	0,64	1,21
	N ₂	0,30	1,92	0,32	-	2,11	0,36
	Метан	14,65	87,55	45,87	0,18	90,23	49,71
	Этан	1,21	4,56	11,83	0,23	3,67	11,10
	Пропан	2,01	3,17	18,99	1,22	2,10	17,04
	i-Бутан	1,46	0,95	3,52	1,31	0,59	7,89
	n-Бутан	1,42	0,64	6,54	1,39	0,39	6,14
	i-Пентан	1,36	0,23	2,97	1,51	0,14	2,88
	n-Пентан	1,28	0,15	2,19	1,46	0,09	2,14
	Гексан	2,41	0,08	1,53	2,87	0,04	1,53
	Остаток	73,74	-	-	89,64	-	-
2.	Молекулярный вес, кг-моль	170	18,94	33,79	202,6	18,15	32,63
3.	Плотность, г/см ³ при 0 °C при 20 °C	847	0,845 0,787	1,508 1,405	882	0,810 0,755	1,457 1,357

3. Краткая геолого-физическая характеристика месторождения

3-75

Таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Тайликовского месторождения

Пласты	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м³/т		Объемный коэффициент		Плотность нефти, кг/м³			Вязкость нефти, мПа·с		Плотность газа, кг/м³		Температура насыщения нефти парфазом, °С
				поверхностное разгазирование	ступенчатое разгазирование	поверхностное разгазирование	ступенчатое разгазирование	пластовая	поверхностное разгазирование	ступенчатое разгазирование	пластовая	сепарационной	поверхностное разгазирование	ступенчатое разгазирование	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
АЧ ¹ ·АЧ ² (ПЗ 1998г)					38*		1.087*			891*					
Ю ₁ ¹ (гор)	26.5	80	6.73	30.33	25.52	1.064	1.046	862	888	883	3.95		1.07	0.865	
Ю ₁ ¹ (сепар)	27	92	8.75	56.84	48.05	1.230	1.203	750.0	871.6	863.2	2.25	27.05	1.114	0.935	
Ю ₂ ² (сепар)	27.6	86.0	5.1	30.92	26.12	1.129	1.100	801.6	880.2	875.5	2.77	35.0	1.113	0.866	
Ю ₂ ² (гор)	25.9	89	5.75	34.77	30.76	1.192	1.134	795.1	893.2		3.27				
Начальные по Ю ₂ ¹ ·Ю ₂ ²	26.5	80	6.77	29.83	27.47	1.082	1.049	862	883	879	5.50	-	1.03	0.82	
Текущие по Ю ₁ ¹ ·Ю ₂ ²	26.4	87	5.4	16.3	12.5	1.142	1.128	788.5	882.5	880.0	2.76	47.49	1.125	0.895	
Ю ₁ ПЗ 1998г			6.78	30.09	25.84	1.058	1.046	864	886	882	4.72		0.853	0.826	
Ю ₁ Привито по ГКЗ		83.5			26		1.046	864	886	882	4.72				
Ю ₁ ² (сепар)	27.6	84	2.10	6.91	4.89	1.085	1.089	815.8	885.1		5.61		1.10		
Ю ₁ ² (гор)	27.2	85	8.02	39.56	41.40	1.135	1.135	807.4	884.1	879.4	3.15		1.138	1.103	
Начальные по Ю ₁ (гор)	27	80	7.29	29.04	24.43	1.078	1.059	844.7	883.6	882	5.49	-	1.010	0.892	-
Текущие по Ю ₁ (гор)	27	86	7.65	33.55	31.64 ¹⁾	1.117	1.109 ¹⁾	819.3	882.7	883.5 ¹⁾	3.99	-	1.093	0.913 ¹⁾	3.4
Ю ₁ ПЗ 1998г			6.8	26.22	24.14	1.07	1.056	847	884	882	1.47		0.927	0.807	
Ю ₁ Привито по ГКЗ			6.7		24.0		1.056	847	884	882					

Примечание: * - расчетные показатели; ¹⁾ - дифференциальное разгазирование

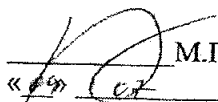
3. Краткая геолого-физическая характеристика месторождения

3-76

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

Параметры	Плотность, кг/м^3	Кинематическая вязкость нефти, $\text{мм}^2/\text{с}$		Массовое содержание, %							Содержание хлористых солей, мг/л	Численное значение мг/КОПг	Температура, $^{\circ}\text{C}$					Фракционный состав, % об.					Молекулярная масса
		20 $^{\circ}\text{C}$	50 $^{\circ}\text{C}$	Сера	Смолистые вещества	Асфальтены	Парафины	Углеуглеводороды	Вода	13			14	15	16	17	18	19	20	21			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
Среднее по пластам продуктивной толщи	895	24.46	8.78	1.44	11.13	5.47	2.99	-	1.74	48.53	0.19	56	-5	-	123	-	2.9	12.0	19.5	35.0	303		
Среднее по пласту Ю ₁	906	-	25.90	1.45	10.21	8.78	3.13	-	-	-	-	58	-14	-	125	-	4.1	11.0	10.8	26.5			
Среднее по пластам Ю ₂ и Ю ₃	901	57.67	24.96	1.47	9.45	7.76	2.76	-	3.40	288.09	0.18	58	-2	-	123	-	4.3	10.2	16.5	31.0			
Нижние по пласту Ю ₁	903	58.96	22.87	1.47	9.00	6.44	3.01	-	3.55	85.99	0.19	60	-1	-	132	-	2.7	7.3	15.4	31.4	285		
Техническое по пласту Ю ₁	884	49.29	15.17	1.25	11.86	4.78	3.80	0.04	0.15	49.24	0.02	59	-6	28	61	2.60	8.7	16.5	24.9	36.7	289		

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ» М.Г. Разин
« 14 » 07 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на проектирование промышленных трубопроводов по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин №122»

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.122-т.вр.к.122» Нефтегазопровод «т.вр.к.122 – т.вр.к.22,122» Высоконапорный водовод «т.вр.к.122- к.122»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.122-т.вр.к.122» От к. 122 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 – 13 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 114мм</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.122 – т.вр.к.22,122» От к.122,22 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ – 1214/611. Давление в точке подключения – 8 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 273мм</p> <p>3 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.122 – к.122» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.122 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 1000 Давление в точке подключения 205 кгс/см² Диаметр в точке подключения 168мм.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>–При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и</p>

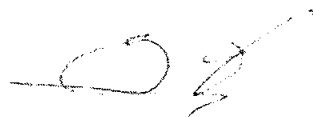
- материалов, (задвижки с электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (внутреннее покрытие, ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.
- Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.
 - Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
 - Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
 - Проектом предусмотреть установку УДХ на 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/см²;
 - Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы; Максимальное давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;

- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия — от бровки земляного полотна на 2м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием — от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку;
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить 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

	<p>рубки леса;</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. - Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; - При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнять с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - 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. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого</p>

перспективному расширению предприятия	этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.
--	--

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н. Бессонов

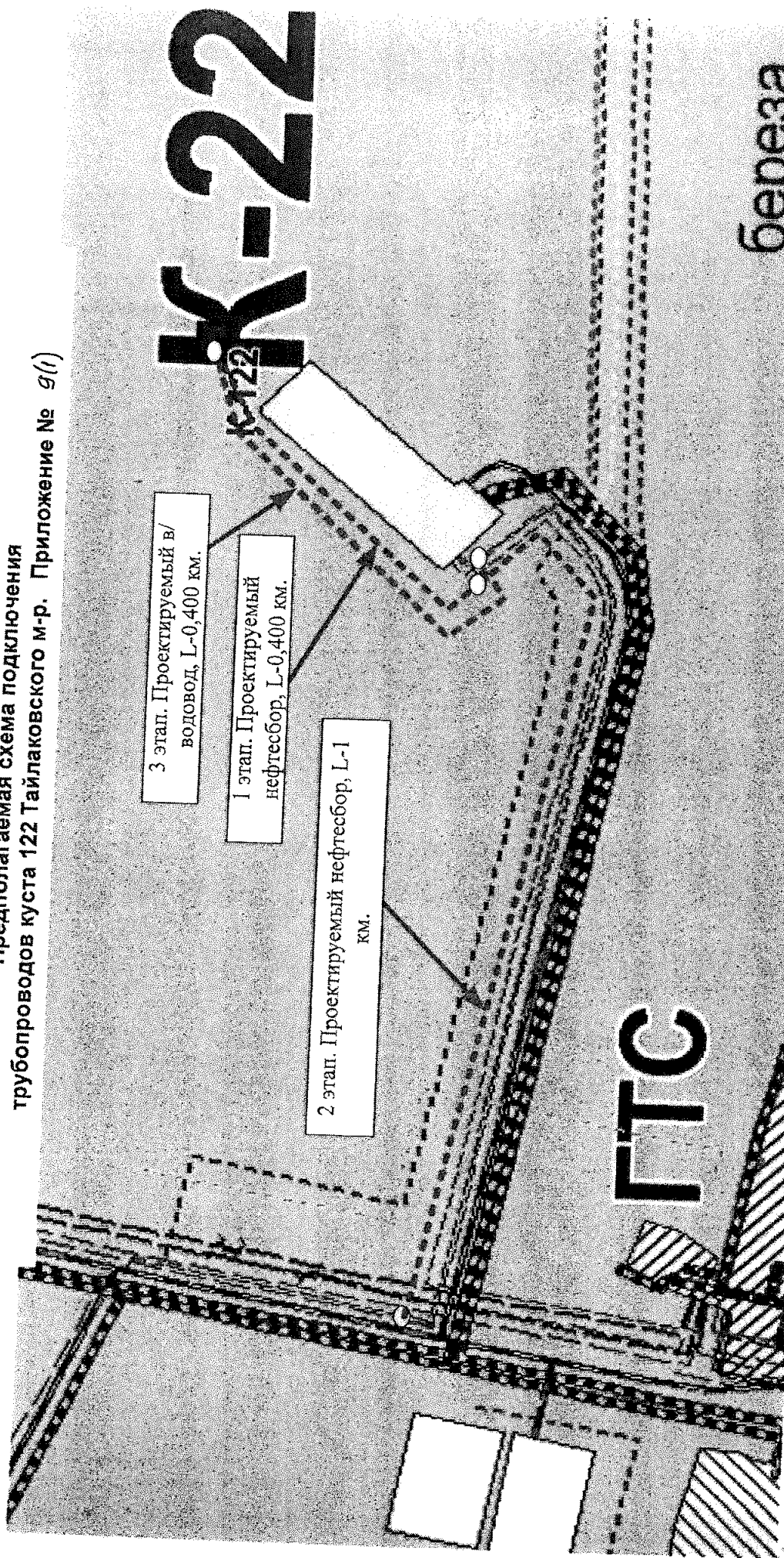
Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А.Мережкин

Предполагаемая схема подключения
трубопроводов куста 122 Тайлаковского м-р. Приложение № 9(1)

Приложение №9(1)



береза
осина

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИИТ

Войтович Е.А.

Подпись

1. Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с НПП-4 и с ПТО Ватинского НГДУ обязательно.
2. Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
3. Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

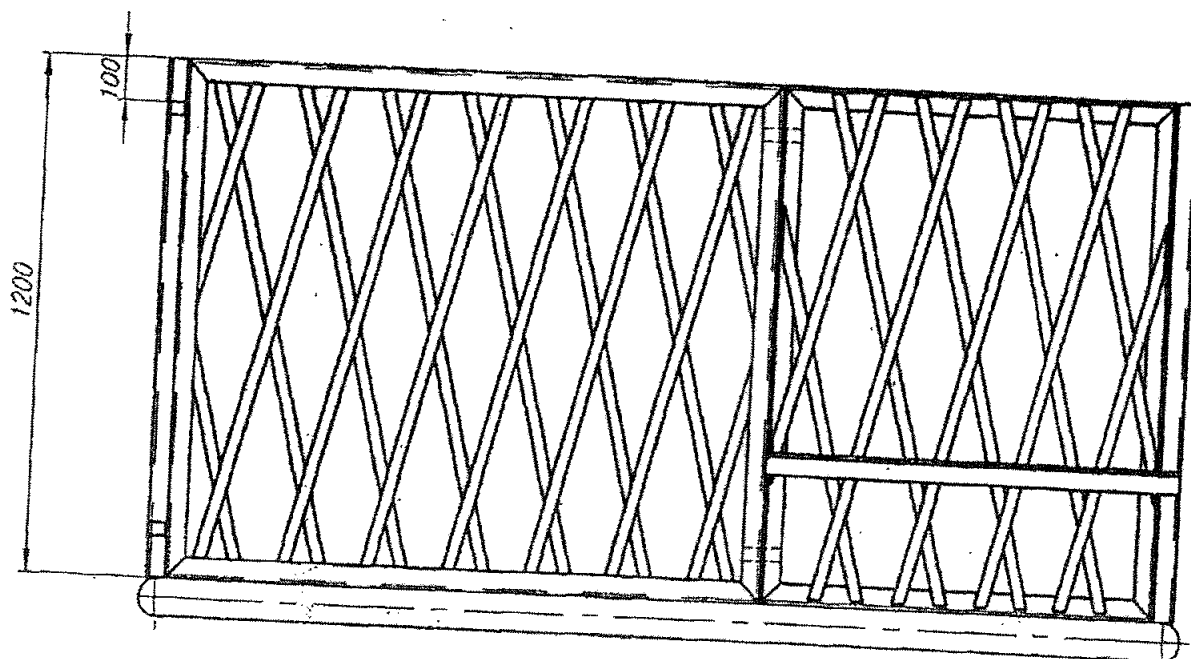
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

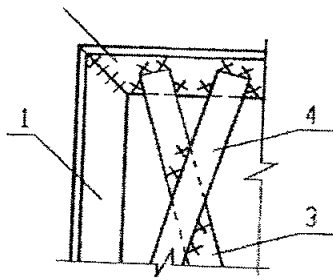
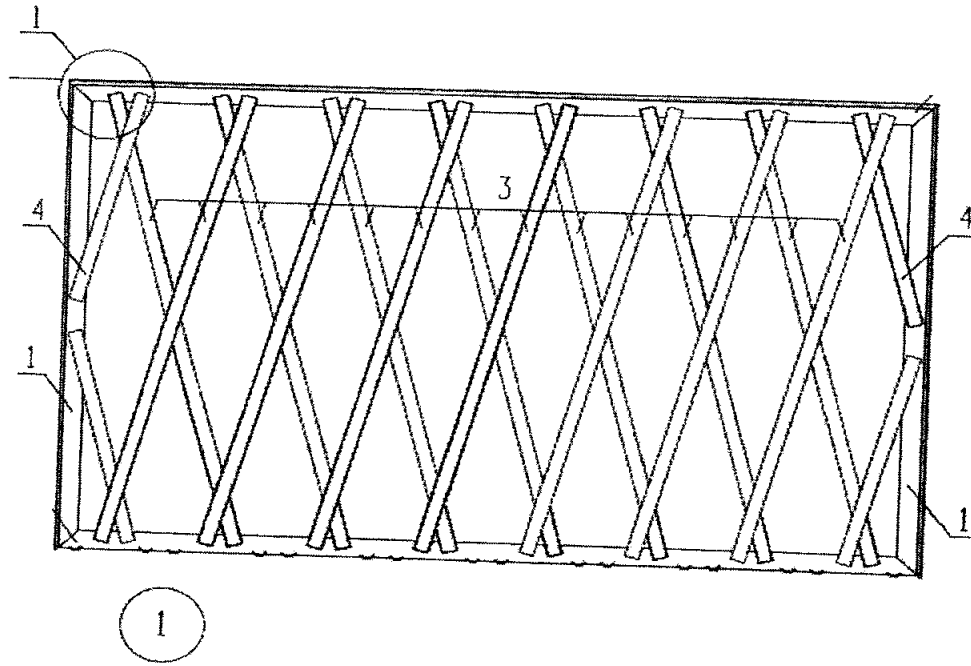
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{C255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{C255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{C255 \text{ ГОСТ } 27772-88*}$

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

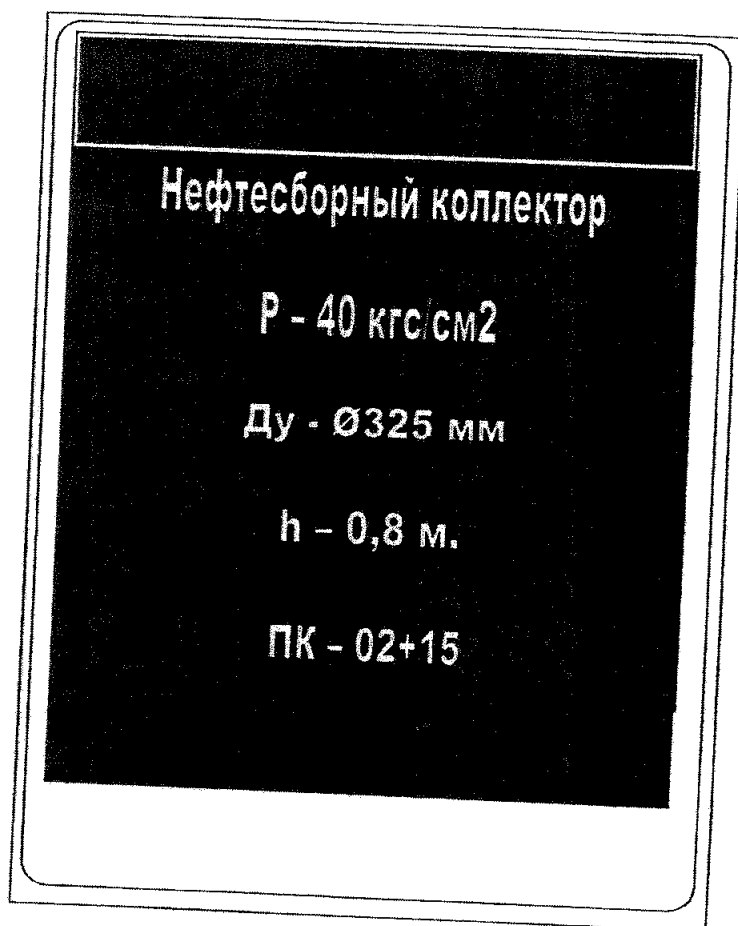
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №122»
(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
Куст скважин №122 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтесбор от куста скважин №122 до точки врезки в существующую систему			
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	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №122			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №122			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №122			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги — обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

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

Ведущий инженер ОПМ ДПРиОМ


М.Н. Смирнов

Таблица 1
Физико-литические характеристики продуктивных пластов Габальевского месторождения

Параметры	Пласты				
	АЧ ¹²	АЧ ¹³	АЧ ¹⁴	АЧ ¹⁵	АЧ ¹⁶
Средняя глубина залегания га, 0,3 м	2441,8	2441,8	2455,5	2465,3	2497,2
Количество залежей	1	1	1	1	1
Тип залежи	пластовые сводовые		пластовые сводовые литологически экранированные		
Тип коллектора	терригенный поровый				
Площадь нефтеносности, тыс. м ² (С ₁ +С ₂)	3273	15588	3253	7598	25898
Средняя общая толщина, м	24,4	27,8	9,8	33,5	9,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,9	6,2	1,4	2,6	1,9
Пористость, доли ед.	0,18	0,18	0,16	0,19	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,62	0,58	0,56	0,46	0,59
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	1,3	1,6	0,6	1,0	3,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,66	0,47	0,34	0,13	0,37
Расчлененность, ед.	11	11	3,0	1,5	3,4
Пластовая температура, °С	78	78	78	78	78
Пластовое давление, МПа	25	25	25	25	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Плотность нефти					
в пластовых условиях, г/см ³	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
в стандартных условиях, г/см ³	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
Газосодержание нефти, м ³ /т	38	38	38	38	38
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, г/м ³	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979
Коэффициент сжимаемости нефти, 10 ⁻³ 1/МПа	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,500	0,466	0,446	0,326	0,475

Страна Минув

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласт Ю ₁
Количество скважин	-
Тип скважины	Просветные световые геотехнически и литологически экранированные
Тип коллектора	терригенный поровый
Средняя глубина залегания (а. о. д.), м	2541,9
Площадь нефтеноскости, тыс. м ² ($C_1 + C_2$)	17932
Средняя общая толщина, м	29
Средняя нефтенасыщенная толщина, м ($C_1 + C_2$)	6,3
Пористость, доли ед.	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность доли ед. ($C_1 + C_2$)	0,54
Проницаемость, 10^{-3} мкм	9,6
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,40
Расчетенность, 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 ³	0,846
в стандартных условиях, г/см ³	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,043
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10^{-4} 1/МПа	
нефти	11,9
пористой среды	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,463

Алекс. Смирнов

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты	
	Ю ₂	Ю ₃
Количество скважин	19	15
Тип залежи	пластовые скважины тектонически и литологически экранированные	
Тип коллектора	территенный поровый	
Средняя глубина залегания (н. о.), м	2600.8	2601.9
Площадь нефтеносности, тыс.м ² (С ₁ +С ₂)	300329	437707
Средняя общая толщина, м	13.1	16.2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (С ₁ +С ₂)	3.0	6.7
Пористость, доли ед.	0.16	0.16
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (С ₁ +С ₂)	0.52	0.52
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	19.5	16.8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.58	0.49
Расщепленность, ед.	2.0	3.4
Пластовая температура, °С	83	83
Пластовое давление, МПа	26.5	26.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4.73	4.73
Плотность нефти		
в пластовых условиях, г/см ³	0.865	0.865
в стандартных условиях, г/см ³	0.882	0.882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.043	1.043
Давление насыщения нефти газом, МПа	8.9	5.1
Газосодержание нефти, м ³ /т	26	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.36	0.36
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.01	1.01
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ /МПа		
нефти	11.9	11.9
поровой среды	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0.442	0.442

Аннотация

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты		
	Ю ₁ (нп)	Ю ₂	Ю ₃
Количество пластов	14	9	6
Средняя глубина залегания (а, м)	2600,6	2594,2	2605,3
Тип залежи	пластовые сводовые тектонически и литологически этакрированные		
Тип коллектора	терригенный пористый		
Площадь нефтеносности, тыс. м ² (С ₁ +С ₂)	122141	92736	42120
Средняя общая толщина, м	48,9	12,4	24,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (С ₁ +С ₂)	12,7	4,1	6,7
Пористость, доли ед.	0,17	0,17	0,17
Средняя начальная нефтенасыщенность, д. ед. (С ₁ +С ₂)	0,58	0,56	0,51
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	25,7	24,7	23,2
Коэффициент неспаянности, доли ед.	0,59	0,37	0,42
Расчетенность, ед.	9,5	2,0	3,3
Пластовая температура, °С	85	85	85
Пластовое давление, МПа	27	27	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,4	5,4	5,4
Плотность нефти			
в пластовых условиях, г/см ³	0,850	0,850	0,850
в стандартных условиях, г/см ³	0,882	0,882	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,053	1,053	1,053
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,8	6,8	6,8
Газосодержание нефти, м ³ /т	24	24	24
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,01	1,01	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ /МПа			
нефти	11,9	11,9	11,9
пористой среды	1	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,500	0,482	0,431

Иванов И.И. 10.11.2018

Окончание таблицы 1

Параметры	Пластины	
	Ю ₁	Ю ₂
Количество залежей	2	2
Средняя глубина залегания, м	2702	2715,8
Тип залежи	пластовые сводовые	
Тип коллектора	геоструктурно и литологически экранированные	
Площадь нефтеносности, тыс.м ² (C ₁ + C ₂)	терригенный поровый	
Средняя общая толщина, м	14680	10594
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (C ₁ + C ₂)	37,5	22,1
Пористость, доли ед.	19,3	7,6
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (C ₁ + C ₂)	0,15	0,14
Проницаемость, 10 ⁻² мкм ²	0,51	0,46
Коэффициент песчанистости, доли ед.	6,7	10,3
Расчлененность, ед.	0,51	0,30
Пластовая температура, °С	6,3	4,4
Пластовое давление, МПа	85	85
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	27	21
Плотность нефти	5,4	5,4
в пластовых условиях, г/см ³		
в стандартных условиях, г/см ³	0,850	0,850
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	0,882	0,882
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,953	1,053
Газосодержание нефти, м ³ /т	6,8	6,8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	24	24
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	9,56	9,36
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻³ 1/МПа	1,01	1,01
нефти		
пористой среды	11,9	11,9
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	1	1
	0,431	0,370

Афанасьев В.И.

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

Наименование		Ачимовская почка	Горизонт, пласт			
			Ю ¹ ₁	Ю ₂	Ю ₃	Ю ¹ ₁ + Ю ¹ ₂
Вязкость кинематическая, сСт						
при 20°C		24,46	-	54,59	58,96	-
50°C		8,78	25,90	26,37	22,87	-
Температура начала кипения, °C		123	125	125	148,0	122,0
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
	Смола силикагелевых	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	58
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/м ³		895	906	903	903	900
Коксуемость, %		7,61	8,78	7,94	6,07	-
Молярная масса, г/моль		303	н/опр	308	284	-
Коэффициент светопоглощения		991	н/опр	1007	687	-

Пластовые воды Тайлаковского 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 Тайлаковского месторождения

Наименование			Водоносный комплекс I			Водоносный комплекс II
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na^+	Пласт Ю ₂	Пласт Ю ₂ ²	Пласт Ю ₃ ¹	Пласт Ю ₂
		K^+	7500	5714	6857	5524
		Ca^{2+}	125	120	170	-
		NH_4^+	164	230	266	492
		Mg^{2+}	30	15	32,5	-
	анионы	Cl^-	35	40	27	21,9
		SO_4^{2-}	11134	8156	9929	8875
		NO_3^-	н/обн	8	н/обн	75
		CO_3^{2-}	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		HCO_3^-	48	н/обн	н/обн	36
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л		BVO_3^-	1659	2025	1830	841
		J^-	11,2	31,74	46,55	18
		Br^-	6,13	6,02	6,97	18,84
		F^-	11,2	31,86	39,42	57,43
Коллоиды		SiO_2^-	0,48	0,57	5,7	-
pH, мЭв		26	45	37	5,2	
Sr, мг/л		7,08	8	6,9	8	
Минерализация, мг/л		41	-	52	-	
Нафтенная кислота		20695	16293	19079	16486	
Плотность воды при 20°C, г/см ³		0,52	нет воды	0,34	-	
Тип воды		1,014	1,011	1,013	-	
Гидрокарбонатно-натриевый					Хлоридно-кальциевый	

Продолжение таблицы 2.3

Наименование			Водносолевой комплекс III			
			Плост Ю11			Среднее значение
			скв.138	скв.150	скв.171	
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na ⁺	6143	7668	7667	7159
		K ⁺	170	(Na+K)	130	150
		Ca ²⁺	334	356	220	303
		NH ⁴⁺	22,5	-	60	41,25
		Mg ²⁺	46	26,28	18	30,27
	анионы	Cl ⁻	9929	11538	10993	10820
		SO ₄ ²⁻	17	н/обн	н/обн	17
		NO ₃ ⁻	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO ₃ ²⁻	н/обн	н/обн	72	72
		HCO ₃ ⁻	1049	1732	1830	1537
		HBO ₂ ⁻	11,68	28,8	57,13	32,54
		I ⁻	8,56	20,5	10,32	13,13
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л	Br ⁻	50,76	95,97	58,32	68,35	
	F ⁻	1,74	-	0,95	1,35	
	SiO ₂ ⁻	33,68	12,1	22	22,59	
Коллоиды			87	-	8,53	7,9
рН, мЭв			-	-	-	87
Sr, мг/л			17711	21505	20930	20049
Минерализация, мг/л			1,06	1	0,38	0,81
Нафтеновая кислота			1,012	-	1,0174	1,013
Плотность воды при 20°С, г/см ³			Гидро-натриевый и хлоридно-кальциевый			
Тип воды						

Таблица 2.4 - Компонентный состав пластовой нефти, разгазированной нефти и газа на ступенки сепарации

№	Показатели	Состав пластовой нефти, % масс.	Состав газа и разгазированной нефти, % масс.					
			При давлении 1 ст. 0,3 МПа			При давлении 1 ст. 0,6 МПа		
			Газ 1 ст. сепарации Р=0,3 МПа Т=273 К	Газ 11 ст. сепарации Р=0,005 МПа Т=318 К	Разгазированная нефть	Газ 1 ст. сепарации Р=0,6 МПа Т=273 К	Газ 11 ст. сепарации Р=0,005 МПа Т=318 К	Разгазированная нефть
1	Компоненты							
	CO ₂	0,16	0,73	1,24	0,01	0,64	1,21	0,01
	N ₂	0,30	1,92	0,32	-	2,11	0,36	-
	Метан	14,65	87,55	45,87	0,18	90,23	49,71	0,20
	Этан	1,21	4,58	11,83	0,23	3,67	11,10	0,22
	Пропан	2,01	3,17	18,99	1,22	2,10	17,04	1,10
	i-Бутан	1,46	0,95	3,52	1,31	0,59	7,89	1,22
	n-Бутан	1,42	0,64	6,54	1,39	0,39	6,14	1,31
	i-Пентан	1,36	0,23	2,97	1,51	0,14	2,88	1,47
	n-Пентан	1,28	0,15	2,19	1,46	0,09	2,14	1,42
	Гексан	2,41	0,08	1,53	2,87	0,04	1,53	2,86
	Остаток	73,74	-	-	89,54	-	-	90,19
2	Молекулярный вес, кг/моль	170	18,94	33,79	202,6	18,15	32,63	203,2
3	Плотность, г/см ³ при 0 °С при 20 °С	847	0,845 0,787	1,508 1,405	882	0,810 0,755	1,457 1,357	882

Таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Тайловского месторождения

Таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Тайлакского месторождения															
Пласт	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление испарения, МПа	Газосодержание, м³/т		Объемный коэффициент		Плотность нефти, кг/м³			Вязкость нефти, мПа·с	Плотность газа, кг/м³		Температура кипения нефти парциальн., °С	
				опытное разгазирование	ступенчатое разгазирование	опытное разгазирование	ступенчатое разгазирование	пластовая	опытное разгазирование	ступенчатое разгазирование		пластовая	сепарированной		опытное разгазирование
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
АЧ ¹ -АЧ ² (ПЗ 1998г)					38*		1,087*			891*					
Ю ₂ ¹ (юг)	26,5	80	6,75	30,33	25,52	1,064	1,046	862	888	883	3,95		1,07	0,865	
Ю ₂ ¹ (север)	27	92	8,75	56,84	48,05	1,230	1,203	750,0	871,6	863,2	2,25	27,05	1,114	0,935	
Ю ₂ ² (север)	27,6	85,0	5,1	30,92	26,12	1,129	1,100	801,6	880,2	875,5	2,77	35,0	1,113	0,866	
Ю ₂ ³ (юг)	25,9	89	5,75	34,77	30,76	1,192	1,134	795,1	883,2		3,27		0,95		
Начальные по Ю ₂ ¹ +Ю ₂ ²	26,5	80	6,77	29,83	27,47	1,052	1,049	862	883	879	5,50	-	1,03	0,82	
Текущие по Ю ₂ ¹ +Ю ₂ ²	26,4	87	3,4	16,3	12,5	1,142	1,128	788,5	882,5	880,0	2,76	47,49	1,175	0,895	
Ю ₂ (ПЗ 1998г)			6,78	30,09	25,84	1,058	1,046	864	886	882	4,72		0,853	0,826	
Ю ₂ Притока по ГКЗ		83,5			26		1,046	864	886	882	4,72				
Ю ₂ ¹ (север)	27,6	84	2,10	6,91	4,89	1,095	1,089	815,8	885,1		5,61		1,19		
Ю ₂ ² (север)	27,2	89	8,02	39,86	41,40	1,138	1,135	807,4	884,1	879,4	3,15		1,138	1,103	
Начальные по Ю ₂ (юг)	27	80	7,29	29,04	24,43	1,078	1,059	844,7	885,6	882	5,49	-	1,010	0,862	
Текущие по Ю ₂ (юг)	27	86	7,65	33,55	31,64 ¹⁾	1,112	1,109 ¹⁾	819,3	882,7	883,5 ¹⁾	3,99	-	1,093	0,913 ¹⁾	3,4
Ю ₂ (ПЗ 1998г)			6,4	26,22	24,14	1,07	1,056	847	884	882	1,47		0,927	0,807	
Ю ₂ Притока по ГКЗ			6,7		24,0		1,056	847	884	882					

Примечание: * - рассчитанные показатели; ¹⁾ - дифференциальное разгазирование

Примечание: * - расчетные показатели; ¹⁾ - дифференциальное разгазирование

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

поверхностных дроб и сепарированной нефти)																						
Параметры	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с		Массовое содержание, %							Содержание хлористых солей, мг/л	Кислотное число, мг КОН/г	Температура, °С				Фракционный состав, % об.					Молекулярный вес
		20°С	50°С	Сера	Смолы асфальтены	Асфальтены	Парафины	Метилы	Вода	температура вспышки			температура застывания	температура начала кипения	до 100°С	до 150°С	до 200°С	до 250°С	до 300°С			
																			13	14	15	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Средние по пластам ачимовской толщи	895	24,46	8,78	1,44	11,13	5,47	2,99	-	1,74	48,53	0,19	56	-5	-	123	-	2,9	12,0	19,5	35,0	303	
Средние по пласту Ю ₁ ¹	906	-	25,90	1,45	10,21	5,78	3,13	-	-	-	-	58	-14	-	123	-	4,1	11,0	16,8	25,5		
Средние по пластам Ю ₁ ¹ и Ю ₂ ¹	903	57,67	24,96	1,47	9,45	7,76	2,76	-	3,40	238,09	0,13	58	-2	-	123	-	4,3	10,2	16,5	11,9		
Низшие по пласту Ю ₁	903	58,96	22,87	1,47	9,60	6,44	3,01	-	3,55	85,99	0,19	60	-1	-	132	-	2,7	7,3	15,4	31,4	285	
Тяжелые по пласту Ю ₁	884	49,29	15,17	1,25	11,56	4,78	3,80	0,04	0,15	49,24	0,02	59	-6	28	61	2,60	8,7	16,5	24,9	36,7	289	

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

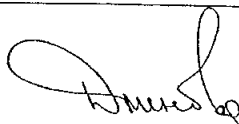
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

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

Составил:

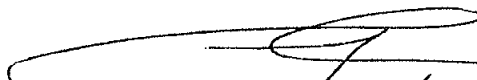
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



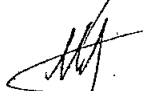
Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



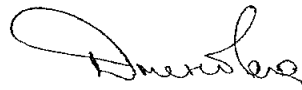
Р.Ю. Галиямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова