

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

« 10 » 03 МНГ А.М. Пятаев
2015 г.

Задание на проектирование №12-15
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 75бис»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 75бис.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства 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
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2017г.
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 куста скважин №75бис с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none">– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo;– При необходимости разработать проект межевания и проект планировки

	территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».						
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						
	<u>Куст скважин №75бис – 12 скважин</u>						
	1-й этап строительства:						
	<u>Автодорога на куст скважин №75бис</u>						
	Наименование участка	Длина, км	Примечание				
	Автодорога на куст скважин №75бис	0,3	Возможна корректировка				
	2-й этап строительства:						
	– <u>Обустройство 1-ой скважины куста №75бис</u>						
	Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 3						
	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 №75бис:						
	Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%
	Тайлаковское	75бис	гор с МГРП	ЮВ2	115	61	40
			нагн	ЮВ2	23	12	40
			гор с МГРП	ЮВ2	85	45	40
			нагн	ЮВ2	23	12	40
			гор с МГРП	ЮВ2	98	52	40
			водоз	ЮВ2			
			гор с МГРП	ЮВ2	103	55	40
			нагн	ЮВ2	23	12	40
			гор с МГРП	ЮВ2	85	45	40
			нагн	ЮВ2	23	12	40
			гор с МГРП	ЮВ2	98	52	40
			нагн, в пнд	ЮВ2			
				Сумма	676	358	
				Ср. Q	68	36	
	Основные показатели разработки представлены в Приложении № 7						
	Планируемое погружное оборудование куста скважин №75бис представлено в Приложении № 4						
	– <u>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №75бис</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)						
	Наименование участка	Длина, км	Примечание				
	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №75бис	0,3	Возможна корректировка				
	– <u>Нефтегазопровод к.75бис – т.вр. к.75</u>						
	Проектирование нефтесборных сетей выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости.						
	Наименование участка	Длина, км	Примечание				
	Нефтегазопровод к.75бис – т.вр. к.75	0,3	Возможна корректировка				

3-й этап строительства:

ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №75бис - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2)

Наименование участка	Длина, км	Примечание
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №75бис (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка

4-й этап строительства:

Высоконапорный водовод т.вр. к.75 – к.75бис

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Высоконапорный водовод т.вр. к.75 – к.75бис (Приложение №1)	0,3	Возможна корректировка

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

- 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, указанными в (Приложении № 7);
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89*10 мм;
- Применить расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии, с запасом минимум 10% с учетом постоянного повышения давления закачки;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями указанных в (Приложении № 7);
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов, предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтесборов;
- Максимальное рабочее давление проектируемых нефтегазосборных трубопроводов не должно превышать 25 кг/см²;
- Требования к организации системы ПИД куста №75бис Тайлаковского месторождения: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/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 ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При необходимости предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, и оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин на кабельных эстакадах;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных

	<p>концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85).</p> <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 (СНиП31-03-2001 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 (СНиП31-03-2001 п.7.1. табл. 5); – Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 табл.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*); – Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6); – Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20); – В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5); – В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п. VI); – перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, Р-02, М-04, Р-06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); – Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0,75 м; перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга. и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.
15.	<p>Особые условия строительства</p> <ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовая площадка №75бис расположена в границах территории традиционного природопользования; – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки; – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии

	<p>Законодательством Российской Федерации (Приложение № 108);</p> <ul style="list-style-type: none"> – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19); – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	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 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).
18.	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 «Нижнеобьрыбвод»;

	<ul style="list-style-type: none"> – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН; – Согласовать схему размещения проектируемого объекта, расположенного на ТТП, с коренными и малочисленными народами севера (КМНС).
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	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.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	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.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<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.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №75бис»; Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение куста скважин №75бис Тайлаковского месторождения»; Приложение № 3 «Основные показатели разработки»; Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование куста скважин №75бис Тайлаковского месторождения»; Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС куста скважин №75бис Тайлаковского месторождения»;

	<p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины проектируемого куста скважин №75бис Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «Расчет стоимости работ строительства объекта».</p>
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
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика; – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls; – 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); – Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно Приложению №11.
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10); – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arg, *.xml, *.xls; – Расчет стоимости работ согласно Приложению № 12 включить в состав пояснительной записки; – Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – 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» в полном объеме (ИИ. ПД. РД).

31.	Особые условия
	<ul style="list-style-type: none"> - 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; - Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования; - Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки; - 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 I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



Н.А. Глебова

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p>Седакин А.С.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p>Мережкин Р.А.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>
<p>Начальник НГП-4 ВНГДУ</p> <p>Догошев А.С.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>
<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО</p> <p>Бабкин С.Н.</p> <p><i>(подпись)</i></p> <p>" <u> </u> " <u> </u> 2015г.</p>	



Открытое акционерное общество

"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 4-66-88, факс (34643) 4-67-99

№ 12 2014 г.
На № _____

№ МБ-1049
от «__» _____ 2014г.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лешенко

*Гасенов И.А.
инженер и инженер
заведующий на ПСР
БП 2015г.
О направлении
технических условий.*

Уважаемый Евгений Владимирович!

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

1. Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №75бис. УПКС №14-21052014.
2. Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин №46. УПКС №14-21062014.

С уважением,
начальник

[Подпись]
М.Н. Бессонов

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 № 75бис».

Куст скважин № 75бис».

1.	Наименование объекта																		
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 75бис.																		
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																		
	2017г.																		
7.	Условия ввода в эксплуатацию																		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																		
8.	Состав проектируемого объекта:																		
	Куст скважин № 75бис – 12 скважин:																		
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 75бис</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.75бис - т.вр.к. 75</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. к.75– к.75бис</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 75бис	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.75бис - т.вр.к. 75	0,3	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.75– к.75бис	0,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 75бис	0,3	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,3	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	0,3	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.75бис - т.вр.к. 75	0,3	Возможна корректировка																	
Высоконапорный водовод т.вр. к.75– к.75бис	0,3	Возможна корректировка																	
	<ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и ПДС представлены в– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем пласта с одной скважины представлены в																		

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 75бис:

месторождение	куст	Наименов. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск.	Qпуск.	%
				по жил	по нефти	
Тайлаковское	75б	гор. с МГРП	ЮВ2	115	61	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор. с МГРП	ЮВ2	85	45	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор. с МГРП	ЮВ2	98	52	40
		водоз	ЮВ2			
		гор. с МГРП	ЮВ2	103	55	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор. с МГРП	ЮВ2	85	45	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор. с МГРП	ЮВ2	98	52	40
		нагн, в пд	ЮВ2			
			Сумма	676	358	
			Ср. Q	68	36	

- Основные показатели разработки представлены в *Техническом решении*
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 75бис представлено в *Техническом решении*

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 применением труб отечественного производства;

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в *Техническом решении*
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/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 в *Техническом решении*
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов.
- Требования к организации системы ППД куста № 75бис:

Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кгс/см²;

Комплекс устьевое оборудование 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 Кд/% (СПНП 23-05-95*);

	<p>МУ 2.2.4.706-98)</p> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (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 - C0 (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. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Кустовая площадка № 75бис расположена в пределах границ территории традиционного природопользования. – 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.
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 «Нижнеобьрыбвод».
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	– 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
	– 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
	– Получение всех согласований и лицензий эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта

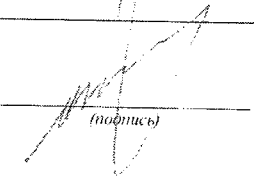
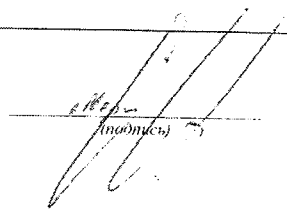
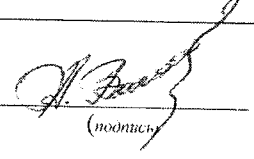
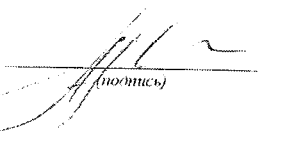
	<p>предназзора.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
--	--

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 756ис»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Бессонов М.И. " " 2014г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Мережкин Р.А. " 26 " 12 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>



Приложение №1

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

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

" 20 " 2014 г.

На № _____

№ _____
от « » 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам техническое условие для разработки проектно-сметной документации по объекту: «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 75бис»

Приложение: ТУ – 5 л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г.Разин

И.Р.Иванов
И.Р.Иванов

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин

2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.

Куст скважин №75бис»

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.75бис-т.вр.к.75» Высоконапорный водовод «т.вр.к.75- к.75бис»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.75бис-т.вр.к.75» От к. 75бис по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ – 676/358 Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – Ду150мм</p> <p>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.75- к.75бис» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.75бис Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 650 Давление в точке подключения 207 кгс/см² Диаметр в точке подключения 168мм. Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</p> <p>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.</p> <p>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям</p>

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.
 - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
 - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см^2 ;
 - Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см^2 . 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/см^2 ;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см^2 ;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2.3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1.5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее $1.5m$);
 - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из грубо б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
1. при пересечении грунтовой (снеговой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на $2m$;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на $5m$, но не

менее 2 м от подошвы насыпи.

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

- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- На каждом узле трубопроводов проектом предусмотреть монтаж металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- 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 трассе) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
- На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в

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

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТГ

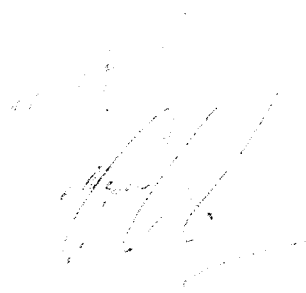


Е.А.Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Р.А.Мережкин





Важнейшим условием успешного выполнения поставленных перед нами задач является всестороннее сотрудничество с органами государственной власти, общественными организациями, предприятиями, учреждениями культуры, науки, образования, здравоохранения, спорта, молодежью, с представителями различных этнокультурных групп населения. Только совместными усилиями мы сможем реализовать намеченные задачи и обеспечить успешное развитие культуры и искусства Республики Саха (Якутия).

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

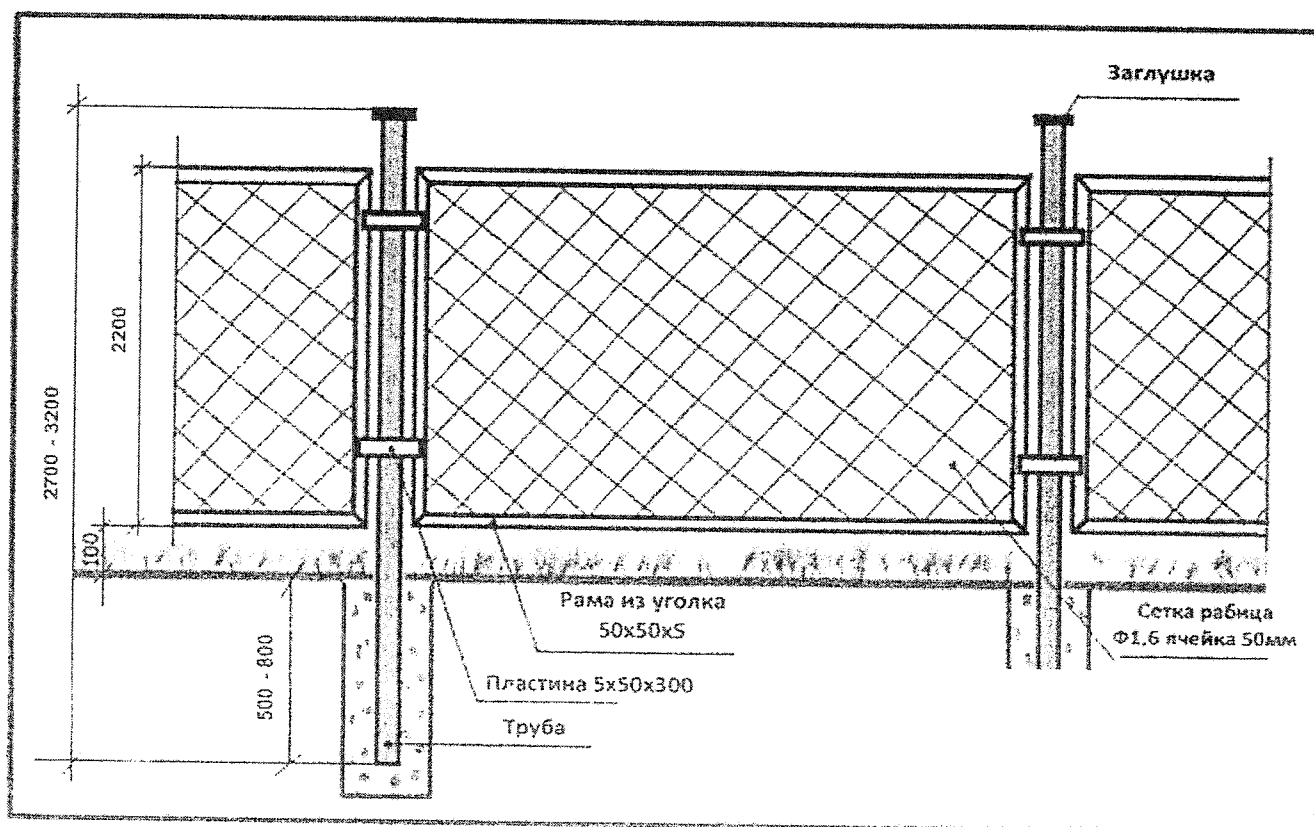
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

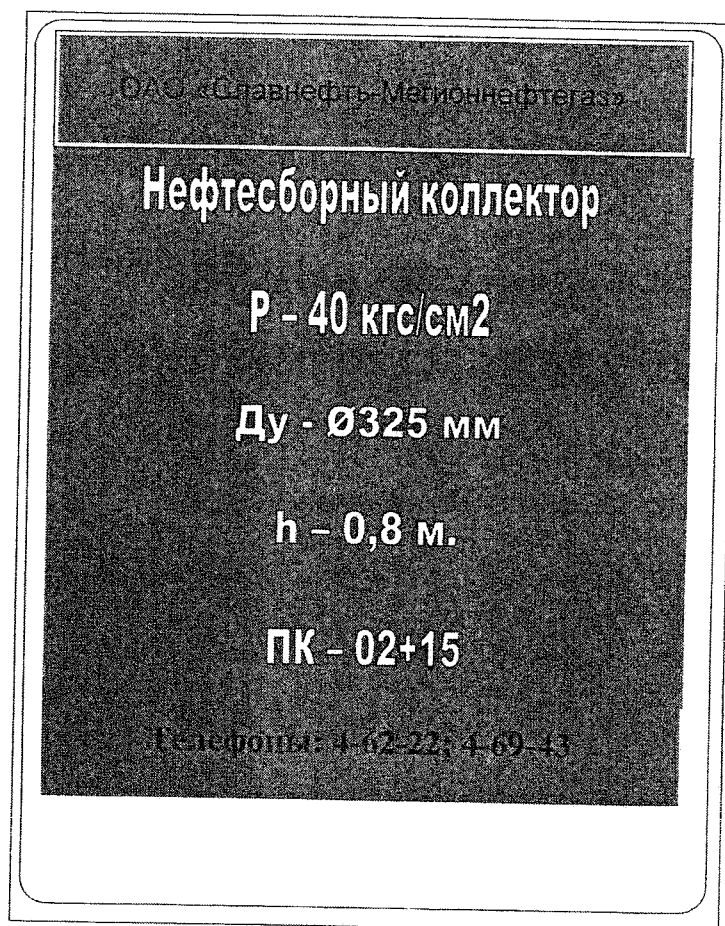
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Метанонефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ул. Кузнецов, д. 51, г. Метанов, 85140-Югра, 628684
тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

_____ 2014 г.
Иг. № _____

№ _____
от _____ 2014 г.

Начальнику департамента
перспективного развития
производства и обустройства
месторождений
М.Н. Бессолову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю технические условия на подключение КИ-756не Тайлаковского м/р и
КИ-86 Западно-Асомкинского м/р.

Приложение: 1. Технические условия №433-2014 от 23.12.2014г. на
подключение КИ-756не Тайлаковского м/р - на 4 л.
2. Технические условия №432-2014 от 23.12.2014г. на
подключение КИ-86 Западно-Асомкинского м/р - на 3 л.

Главный энергетик

В.Е. Сарыжкин

И.О. Подпись
М.П. Подпись

Технические условия № _____
на электроснабжение КП-756ис Тайлакского м/р.

Запрашиваемая мощность – 914 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-756ис Тайлакского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН».
3. Проект согласовать с ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электроном 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-756ис.
 - 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.№40.1 ВЛ-6кВ Ф-6 ЗРУ-6кВ «Энергоцентр КП-69». При необходимости выполнить замену опор в месте подключения;
 - Существующая оп.№40.1 ВЛ-6кВ Ф-7 ЗРУ-6кВ «Энергоцентр КП-69». При необходимости выполнить замену опор в месте подключения.
 - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ЗРУ-6кВ «Энергоцентр КП-69» 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-756ис – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 7.7. Проверку сечения проводов ВЛ-6кВ по экономической плотности тока, механическим, ветровым нагрузкам.
 - 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-756ис 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 стоп-болтов для подъёма к ЗРУ-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утверждёнными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных силовотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 7.13. Опасение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с дорогами и коммуниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с дорогами, коммуниками и линиями электропередачи – переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до поверхности дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.15. При размещении опор в зоне затопления или повышенной влажности обеспечить защиту от коррозии.
 - 7.16. Для связи с диспетчерской службой, энергоснабжающей организацией и абонентом предусмотреть установку безпроводной радиостанции с антенной для связи с диспетчерской службой.

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

7.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

7.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов пересечки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышеяных переходов. Места пересечения и варианты пересечки согласовать с ООО «МЭН».

7.19. Выполнение расчёта вырубкн просекн под прохожденик ВЛ-6кВ по насаждению согласно ПУЭ п.2.5.207.

7.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-75бис.

7.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пластичных зажимов.

7.22. Установку устройств защиты ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДНН и т.п.

7.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников ЕП-75бис по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.

7.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.

7.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.

7.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их завышен.

Приложение: 1. Подпорная схема ВЛ-6кВ Ф-6, Ф-7 ЗРУ-6кВ «Энергоцентр КП-69» - на двух листах в одном экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

В.В. Долгушин

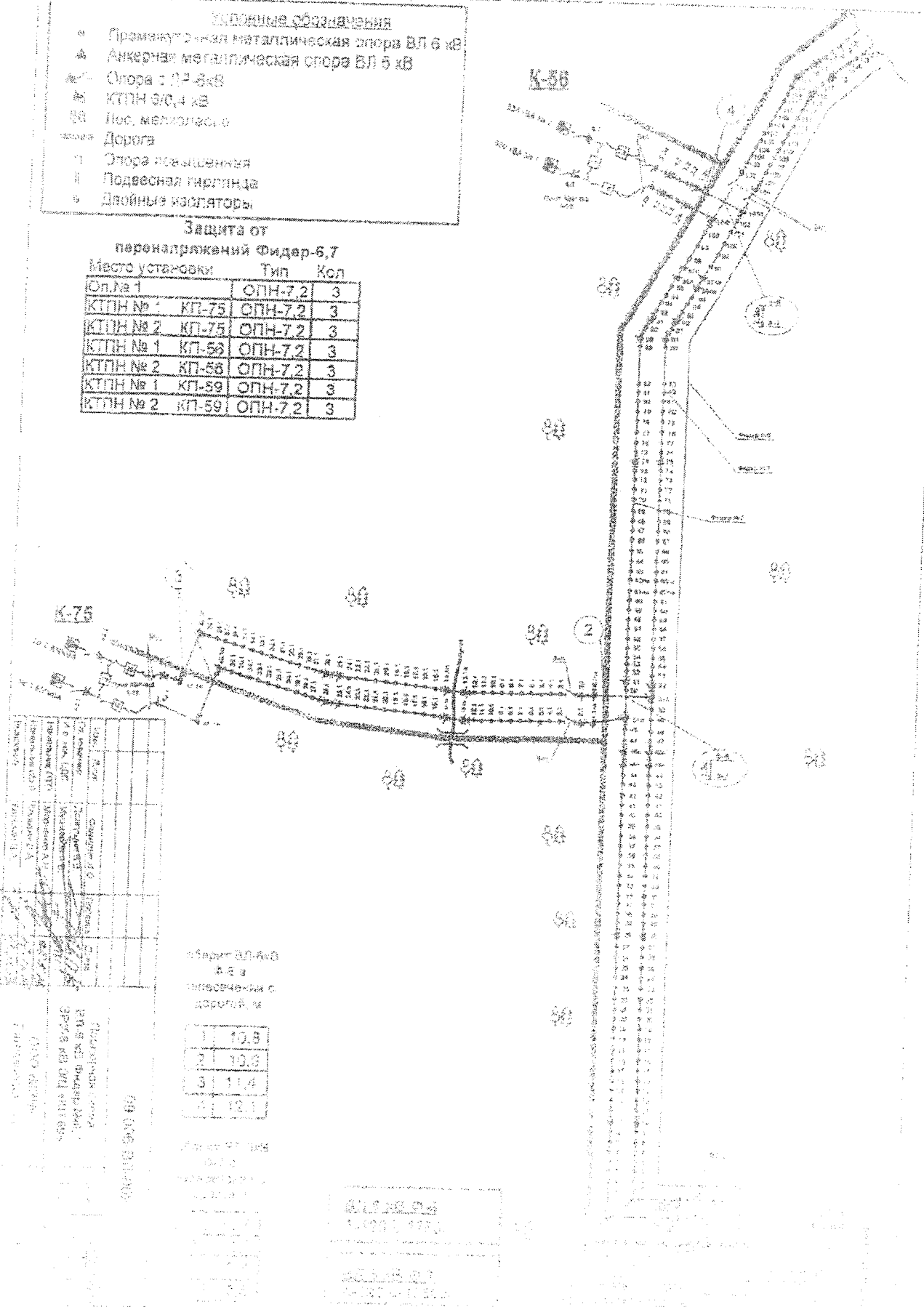
Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

В.Е. Сыровежкин

- Символические обозначения**
- Прямая угловая металлическая опора ВЛ 6 кВ
 - ▲ Анкерная металлическая опора ВЛ 6 кВ
 - Опора с ОП-6 кВ
 - КТПН 0/0,4 кВ
 - Пост. мелиорации
 - Дорога
 - Опора освещения
 - Подвесная гирлянда
 - Двойные изоляторы

Защита от перенапряжений Фидер-6,7

Место установки	Тип	Кол
Оп. № 1	ОПН-7,2	3
КТПН № 1	КП-75	ОПН-7,2
КТПН № 2	КП-75	ОПН-7,2
КТПН № 1	КП-56	ОПН-7,2
КТПН № 2	КП-56	ОПН-7,2
КТПН № 1	КП-59	ОПН-7,2
КТПН № 2	КП-59	ОПН-7,2



№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	Значение
1	ОПН-7,2	шт.	3	10,5
2	КП-75	шт.	2	10,8
3	КП-56	шт.	3	11,4
4	КП-59	шт.	4	12,1

Средняя длина ВЛ-6 кВ
2,5 м

Средняя длина с
двойными изоляторами

1	10,5
2	10,8
3	11,4
4	12,1

Всего: 10,5
10,8
11,4
12,1

- Условные обозначения**
- * Промежуточная металлическая опора ВЛ 6 кВ
 - А Анкерная металлическая опора ВЛ 6 кВ
 - А-1 Опора с ЛР-6кВ
 - В КТПН 0,4/4 кВ
 - 40 Лес, мелколиственный
 - Дорога
 - П Опора повышенная
 - Г Подвешная голопанда
 - 6 Деревья, кустарники

Защита от перенапряжений Фидер-6,7

Место установки	Тип	Кол
Оп. № 1	ОПН-7.2	3
КТПН № 1	КП-7.5	ОПН-7.2
КТПН № 2	КП-7.5	ОПН-7.2
КТПН № 1	КП-5.6	ОПН-7.2
КТПН № 2	КП-5.6	ОПН-7.2
КТПН № 1	КП-5.6	ОПН-7.2
КТПН № 2	КП-5.6	ОПН-7.2

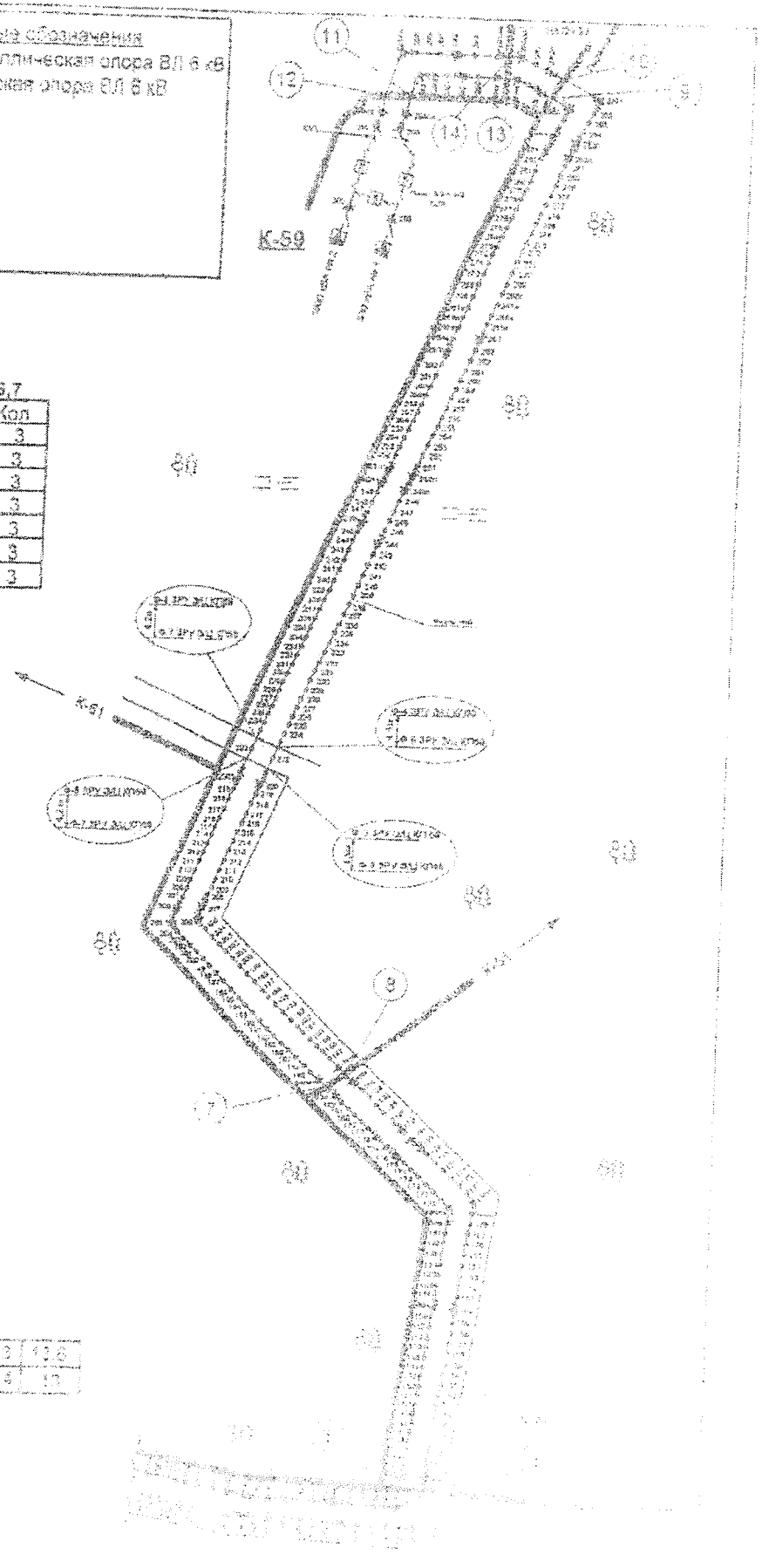
ВЛ 6 кВ Ф-6
А-120 L-17600м

ВЛ 6 кВ Ф-7
А-120 L-17500м

Линия	Вид	Длина	Материал	Сечение	Плотность	Вес	Прочность	Устойчивость	Другое
ВЛ 6 кВ Ф-6	А-120	17600	Алюминий	120	2700	475200	1000	1000	1000
ВЛ 6 кВ Ф-7	А-120	17500	Алюминий	120	2700	472500	1000	1000	1000

Таблица 3.1.1

Линия	Вид	Длина	Материал	Сечение	Плотность	Вес	Прочность	Устойчивость	Другое
ВЛ 6 кВ Ф-6	А-120	17600	Алюминий	120	2700	475200	1000	1000	1000
ВЛ 6 кВ Ф-7	А-120	17500	Алюминий	120	2700	472500	1000	1000	1000





Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

_____ 2014г.
На № _____

№ _____ 05-
от _____ 2014г.

Начальнику департамента по
перспективному развитию
производства и обустройству
месторождений
ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

В связи с невозможностью добуривания КП № 75 Тайлаковского месторождения направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 75б.

Так же, с целью сокращения затрат на модернизацию инфраструктуры в районах заложения КП №№ 53, 80 Тайлаковского месторождения, предлагаю рассмотреть возможность замены ранее выданных проектных данных на полное развитие КП (по 24 скважины на КП) на проектные данные, прилагаемые к письму, при условии, что это не повлечет за собой значительных смещений сроков получения ПСД. О принятом решении прошу сообщить.

В случае принятия Вами положительного решения о замене данных, решение о расширении КП №№ 53, 80 Тайлаковского месторождения будет принято по результатам материалов ГИС и фактических запусковых параметров первых скважин, пробуренных с данных КП.

Так же сообщая, что проектирование КП № 19 Зап.-Юго-Вост.-Балтыкского месторождения необходимо приостановить, так данные КП является зависимой от результатов бурения КП № 9. Таким образом, решение о проектировании КП

будет принято по результатам материалов ГИС и фактических запусковых параметров скважин, построенных с КП № 9 Западно-Усть-Балыкского месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 75б Тайлаковского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 80 Тайлаковского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 53 Тайлаковского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по К.П. № 756 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Наимеч. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск.	Qпуск.	%
				м3/сут по жид	т/сут по нефти	
Тайлаковское	756	гор, с МГРП	ЮВ2	115	61	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	85	45	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	98	52	40
		водоз	ЮВ2			
		гор, с МГРП	ЮВ2	103	55	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	85	45	40
		нагн	ЮВ2	23	12	40
		гор, с МГРП	ЮВ2	98	52	40
		нагн, в пзд	ЮВ2			
			Сумма	676	358	
			Ср. Q	68	36	

Динамика основных показателей разработки КП № 756 Тайлаковского месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КП № 756											
1.1	Объем фонда скважин, шт	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12
1.2	в т.ч. - буровых	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1.3	- из них - старых	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1.4	- новых	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.5	Фонд нефти, тыс. т	13	71	51	44	43	42	40	39	38	37
1.6	Фонд мощности, тыс. т	30	219	249	249	249	250	249	249	249	250
1.7	Задача разработки, тыс. м3	47	237	237	237	237	237	237	237	237	237
1.8	Ресурсы газа, млн. м3	0,4	2,5	1,8	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3

Начальник отдела ОПШМНР

А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 756 Тайлаковского месторождения

№ скважины	Учт. месторождения	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи			объем закачки	Давление пада	Газосодержание	Пл. темп-ра	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		возлозабор	жидк	нефти						
						с отрабо	без отрабо									
Ватинское НГДУ																
1	Тайлаковское	756	ЮВ ₂	12	6	4	1	1	676	358	650	19	ЮВ ₂ - 34,88	ЮВ ₂ - 83	ОЦН	
2	Итого по месторождению			12	6	4	1	1								

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 ОПИМГР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра. 628684
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

На № _____ 2014 г.

№ _____
от _____ 2014 г.

Начальнику ДноНИ ТнТ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх № МБ-1001 от 05.12.2014 г. направляю перечень скважин: КГН № 75
бис Тайлаковского месторождения, с планируемым погружным оборудованием,
согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 1 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДНГ

И.Р. Шамсутдинов

Формата - формат КТ №75 бис Тайпакзавского м/р с план. данными и полным техническим оборудованием

[illegible]



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

2014 г.
На № 75бис

№ 75бис
от 25.08.2014 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым площадкам

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	75бис	Тайлаковское	556161,9	613027,3	327'53"

Примечание: ГТТ № 94.

Главный маркшейдер

А. А. Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

М. Ф. Старицын

Тайлаковское м-е.

М 1:1500

1:1500

0740

K-75

0743

03864
02726

03863

03864
02726

03863

ОТ:

ТЕЛ:

2 ДЕК 2014 10:27 СТР1



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

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

ОК 12 2014г.
На № _____

№ АТ-46/1422
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

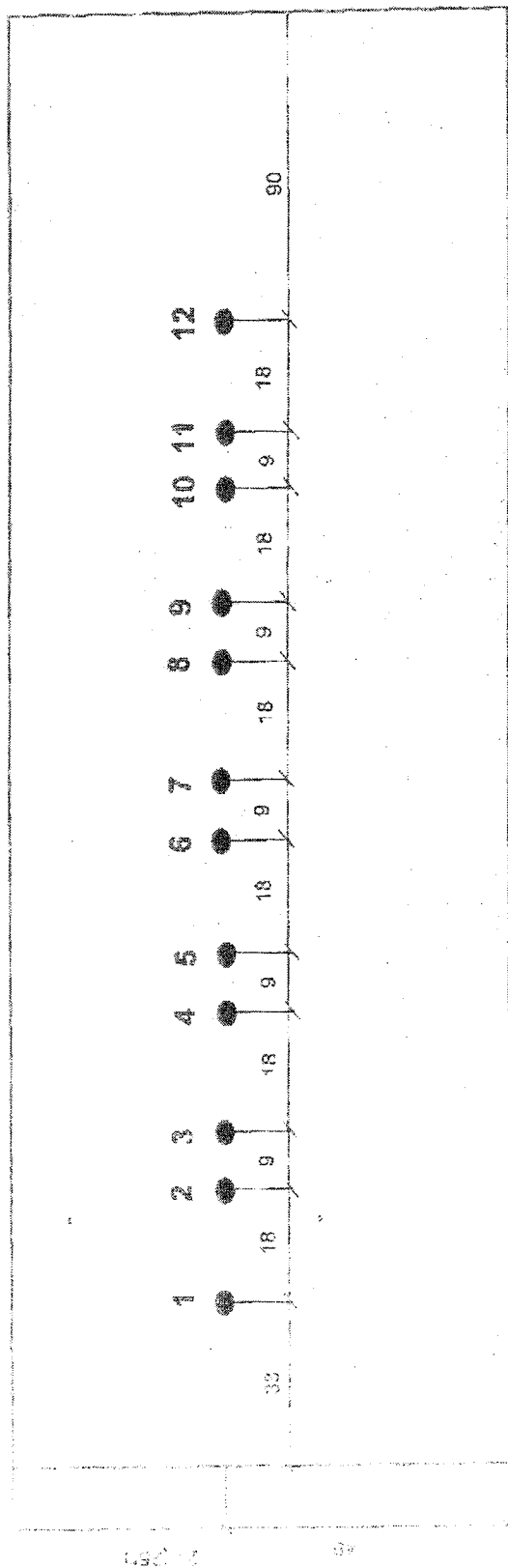
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам схему разбуривания кустовой площадки и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 756 Тайлаковское м/р – гор - 2000м³, н/н - 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

СХЕМА / АЗБУРИВАННЯ КУСТА № 756 ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 08.12.14 г.)
 1. - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м.
 Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * если без амбарное бурение

Генеральный ДСС ОАО "СН-МНГ"

[Signature]

Брюхов Д.А.

1. - специалист ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

Уразаев Д.И.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА «ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 75-Б».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 75-б», 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;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной 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 № 75-б в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦП;
- блок греющих БГ;
- система контроля электрообогрева обратных каналов нефтядобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Поставкой предусмотрено проектирование системы АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 75-б», состоящую из следующих элементов: станция сбора данных ПЛК, ПИД-регуляторы, контроллеры, термометры, датчики, АЧР, выходы для передачи информации, существующего и планируемого оборудования, АСУ оператора, АСУ

установлении АБК НПН - 4 Тайлаковского месторождения Ватинского ИГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ИКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

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

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 нефтеперерабатывающего 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.

Объекты технологических объектов, управляемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен ниже), датчики, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой приводятся к единому, позволяющему осуществлять следующие основные функции АСУ ТП контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление объектами основных технологических агрегатов;
- автоматическое и дистанционное управление технологическими параметрами;
- автоматическое и дистанционное управление технологическими параметрами;

- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию неполноту 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 № 75-б:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входят:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СГМ-ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Инпротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СГМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- 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 подсоединенных 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 ДЦ следующей измерительной информации (далее - ИП):
 - текущие показания датчиков;
 - временные показатели каждого единичного замера (наполнение НК, опорожнение НК, общее время цикла замера);
 - расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подсоединяемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
 - последние принятые данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважины);
 - автоматическое архивирование, архивизация, отображение на дисплее КУ и вывод данных ИП по запросу оператора по форме с заданной частотой поступаемой информации (цифровой или аналоговой) (далее - ЦИД);
 - Аварийная сигнализация;
 - аварийная сигнализация установки (сирена, световая).

- загазованность 20% в БТ;
 - предельная загазованность 40% в БТ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ПК 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 КПП («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;
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «внешнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «внешнего» уровня.

3. Блок гребенок БТ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ИИД в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматизации (БА) КПП - 75-б.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ИНСАУТ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
- электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000 состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл.выкл. обогревателей обратных клапанов;
- вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ИНСАУТ-УМ»;
- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КППИ;
- использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65;
- схему подключения для питания системы электрообогрева в КППИ;
- в БА установить клеммную коробку для подключения ТЭНов электрообогрева обратных клапанов к БУ;
- в БА установить систему телемеханики;
- в БУ установить: систему «открытый» уровень, «закрытый» уровень, «заполнение» ТУ, «отключение» отключения аварийной

6. Технические средства АСУ ТП

Классификация 75-0.

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 [ПУ]».

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-П и в помещениях класса В-Па электрические датчики и индикаторы 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.

Композитивизм

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

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КИ

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эпне-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipX F.

Контроль доступа в БТ и Б.А

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

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

Вычисления распределены на входных дверях БТ и БА, с помощью открытия/закрытия дверей выведены на верхний уровень система телемеханики АД/КУ-2000(+) в режиме реального времени, посредством СГМ-З/КМ.

Изотроп и сферический образцы выдерживают 5 Т и 5,4

Данная документация предназначена для оказания помощи в изучении особенностей построения схем и алгоритмов при проектировании аппаратуры цифровой обработки информации (ЦОИ) с использованием микроконтроллеров семейства STM32. В документе описаны особенности построения схем и алгоритмов при проектировании ЦОИ с использованием микроконтроллеров семейства STM32.

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

Appendix A.2:

Автоматизированная система отопления БИ-САГЗУ. 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".

Электронитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

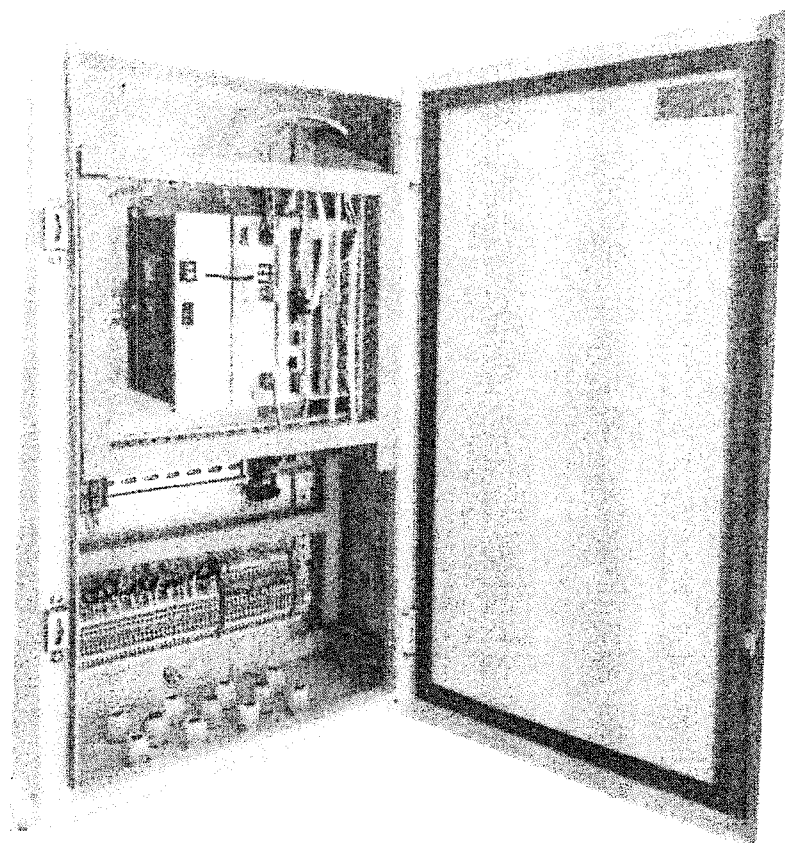
Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 75-б;

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

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

В блок установки дозирования химвеществ предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ПП-103-2/1-79», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ПП-535-07». Перед выходом в блок дозирования установить систозвуковой сиренатель типа «ВС-3-12В».

В блок автоматизированного представления в комплексе с базой данных утилитой предусмотрена возможность ввода: ПП-212-3СУ», заводские пожарный ручной – ППР-3СУ». Перед вводом в блок автоматизированного представления данных о заводском инвентаре, в поле «ВВ-3-121», ПП-файл пожарной информации «ссылка на прибор» предусмотрено значение «Ссылка-210», установленный в помещении объекта адресный телефон – «ВВ-3-88-000», в блоке «Значения» предусмотрено значение «Значения» – «ВВ-3-88-000», в блоке «Значения» предусмотрено значение «Значения» – «ВВ-3-88-000».



Станция СТК-ZK181 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-ZK181 содержит:

Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;

Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки выжимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность раздельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

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

В модифицированных вариантах СТК-ZK181 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:

Размеры станций, мм, не более: 750 x 850 x 200

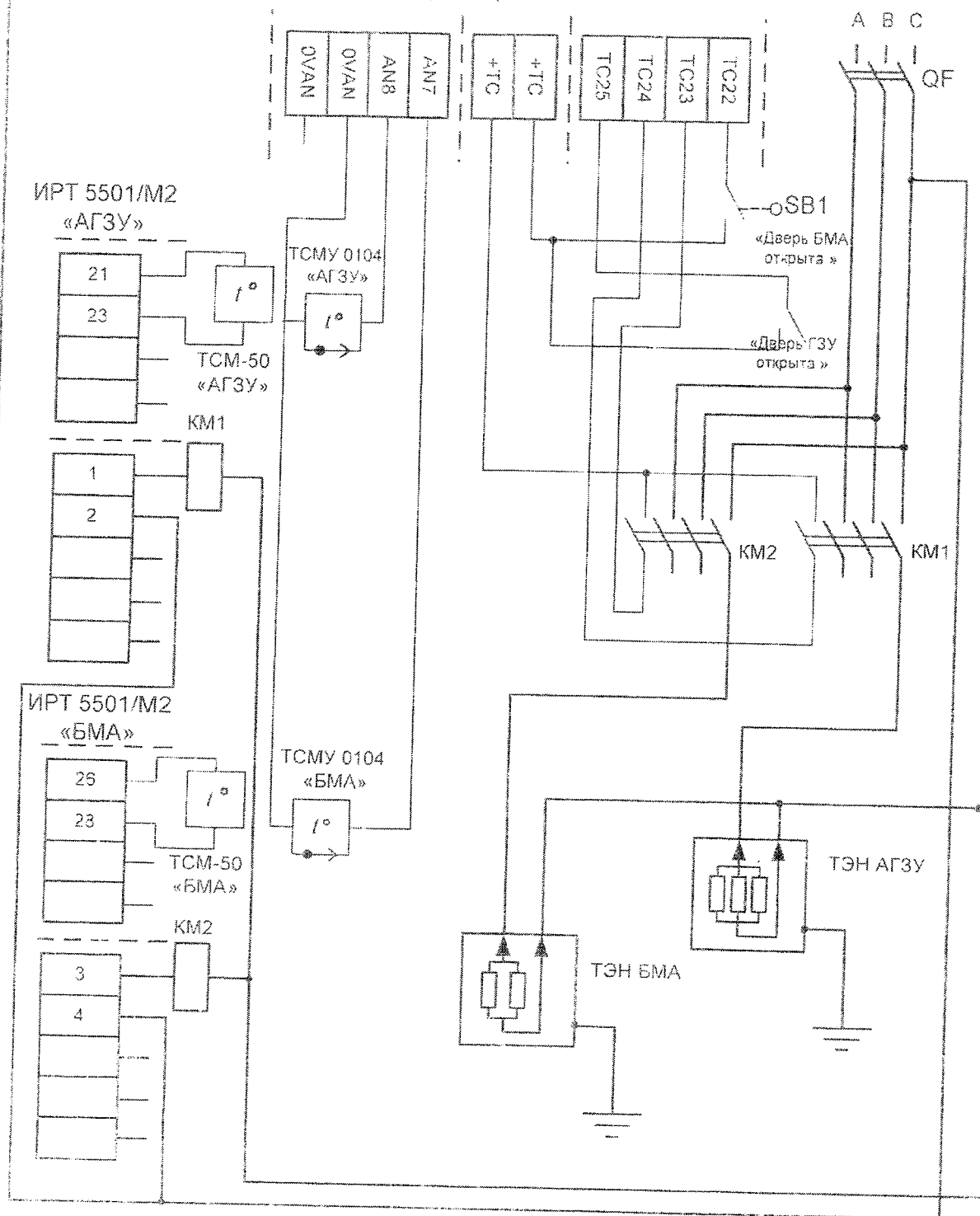
Масса, кг, не более: 140

Дальность радиосвязи, км, от 100 до 500

Потребляемая мощность, Вт, 80

Максимальная мощность, кВт 0,5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ



Автоматизированная система управления объектом БМА и АГЗУ.
Схема электрическая, лист 10 из 11.

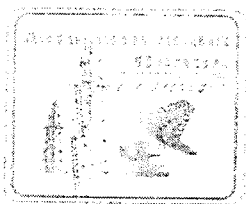
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУНИ-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазонепроводных трубах.

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 75-б.» до 17.12.2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



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

628600, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Нижневартовск
Базальный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: info@avto-servis.ru

ИНН - КПП 8605016748 860301001
р/с 40702810200290002702
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва
к/с 30101810100000090787
БИК 044525787

Исх. № _____

« ____ » _____ 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 75-Б**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПП-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, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156.3750 МГц. Радиостанция установлена в АБК НПП-4 Тайлаковского месторождения нефти.

Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-007575 от 16.04.2007 срок действия до 15.04.2017г.

Лист 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тийлаковского м/р. Куст скважин № 75-б» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук



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

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

№

на №

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 07-007575

От 16.04.2007
(дата выдачи)

Срок действия до: 15.04.2017
(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, 628684
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

Назначение РЭС:

Район установки РЭС:

сухопутная подвижнаявыделенная сеть связиХанты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление пользователя, 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 05.12.2006 № 05-3-03/237.

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

Заместитель руководителя

С.А. Булаяна

Настоящее разрешение без каких-либо ограничений действует для радиочастотных каналов радиосредств.

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от «16.04.2007 № 07-007573

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 девять十天.

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 неproдлении 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).

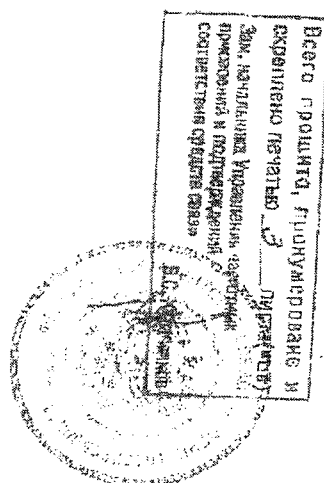
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	E1K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС. Географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность, передаваемая (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Сургутский рн, Тайлаковское месторождение, ДНС-2 59N14 74E20	40	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	20,0		156,3750	156,3750
АС стационарные	В зоне действия БС-1	до 25	до 9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		156,3750	156,3750

Заместитель руководителя
Федерального агентства связи



С.А. Буланча



«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №75бис»
(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 №75бис (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	
Нефтеобор от куста скважин №75бис до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезки 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 №75бис			
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 №75бис			
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 №75бис			
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 относится к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Инженер 1 категории ОПМ ДПРиОМ



О.В. Журавель

Таблицовое месторождение
Геологическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты											
		$\Delta\mu_1^1$	$\Delta\mu_1^2$	$\Delta\mu_1^3$	$\Delta\mu_2^1$	$\Delta\mu_2^2$	$\Delta\mu_2^3$	μ_1^1	μ_1^2	μ_1^3	μ_2^1	μ_2^2	μ_2^3
Глубина залегания пласта (абс.отм.)	м	-2448	-2440	-2469	-2465	-2485	-2520	-2550	-2552	-2643	-2648	-2660	-2670
Абсолютная отметка ВНК	м	-2459	-2464	-2489	-2475	-2547	-2567	-2567	-2694	-2718	-2683	-2671	-2740
		-2459	-2463	-2489	-2475	-2508	-2548	-2548	-2606	-2668	-2683	-2671	-2740
Тип залежи		пластово-сводовая литологическая экранная											
Тип коллектора		терригенный, поровый											
Плотность нефтенасыщенности	г/см ³	7368	10715	1352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089
Общая толщина*	м	6,3	11,3	18	10,5	4,5	14,8	6,7	13,8	7,3	10,1	7,6	27,2
Эффективная толщина*	м	3	6,7	6,1	3,6	3,7	7,8	3,1	6,4	5,7	7,6	4	17,9
Нефтенасыщенная толщина*	м	3,2	4,7	0,6	1,9	1,3	4,7	2,1	4,5	2,4	3,6	1,7	8,8
Пористость	%	16	17	16	18	17,2	17,6	16,4	16,4	17,8	18,4	16	16,8
Начальная нефтенасыщенность	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8
Начальная влажность	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/з	19,1
Начальная вязкость*	мПа·с	2,9	4,7	0,3	2,5	1,7	57,3	23,1	99,5	31,0	118,4	н/з	168,1
Коэффициент пластичности*	доли ед	0,60	0,57	0,54	0,54	0,40	0,55	0,42	0,44	0,62	0,73	0,53	0,63
Коэффициент текучести*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9
Начальная пластовая температура	°C	77		25,6	78		80		83,5	84	84	85	85
Начальная вязкость плавления	МПа	25,6		25,6	25,5	25,9-26,2	26,2-26,7	26,9-27,9	26,7-27,8	27,3-27,9	27,7	27,6	27,6
Давление насыщения нефти	МПа			н/опр	н/опр		6,6	6,6	6,6				6,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа·с			3,8			4,72	4,72	4,72				5,94
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³			0,891			0,882	0,882	0,882				0,882
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³			н/опр	н/опр		0,861	0,861	0,861				0,851
Объемный коэффициент нефти	ед			н/опр	н/опр		1,046	1,046	1,046				1,056
Содержание серы в нефти	%			1,44			1,45	1,34	1,54				1,47
Содержание парафина в нефти	%			2,99			3,13	2,5	2,74				3
Содержание смол в нефти	%			11,13			10,2	9,2	10,7				9
Содержание асфальтенов в нефти	%			5,47			8,8	7,9	8,1				6,4
Газовый индекс нефти	м ³ /т			38			26	26	26				24
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа·с			0,4			0,39	0,38	0,38				0,37

Примечание: * - значения параметров, определенные по скважинам (по данным ГИС)
н - значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки