

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора -  
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»



А.М. Пятаев

«02» февраля 2016г.

Задание на проектирование № 003-16

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №52бис»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №52бис.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	<b>Вид строительства</b>
	Новое строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012 для строительства куста скважин №52бис Тайлаковского месторождения нефти с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты в рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с Главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li></ul>

	<p>– Трассы инженерных коммуникаций, точки подключения, полноту снятых коммуникаций с эксплуатирующей службой и энергоснабжающей организацией.</p> <p>Разработать и согласовать проект планировки и межевания 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», в том числе градостроительный план.</p> <p>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.</p>																																																																																																									
12.	<p><b>Требования к выделению этапов строительства</b></p> <p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Выделение этапов строительства предусмотреть в соответствии с типовыми, утвержденными в ОАО «СН-МНГ» (Приложение №15) и дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>																																																																																																									
13.	<p><b>Основные технико-экономические показатели объекта проектирования</b></p> <p><u>Куст скважин №52бис - 12 скважин:</u></p> <p>Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №52бис:</p> <table><tr><th>Месторождение</th><th>Куст</th><th>Назначение Нагн, ГС</th><th>Пласт</th><th>Qпуск. м3/сут по жид-ти</th><th>Qпуск. т/сут по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td>Тайлаковское</td><td>52бис</td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>ЮВ2</td><td>60</td><td>24</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>ЮВ2</td><td>60</td><td>32</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>ЮВ2</td><td>60</td><td>24</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>ЮВ2</td><td>60</td><td>24</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>ЮВ2</td><td>60</td><td>24</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор с МГРП</td><td>ЮВ2</td><td>120</td><td>48</td><td>55</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Сумма</td><td>1140</td><td>460</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Ср. Q</td><td>95</td><td>38</td><td></td></tr></table> <p>Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении №5;</p> <p>Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6;</p> <p>Основные показатели разработки представлены в Приложении №3;</p> <p>Планируемое погружное оборудование куста скважин представлено в Приложении №4.</p>	Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Тайлаковское	52бис	гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55			гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55			нагн	ЮВ2	60	24	55			гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55			нагн	ЮВ2	60	32	55			гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55			нагн	ЮВ2	60	24	55			гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55			нагн	ЮВ2	60	24	55			гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55			нагн	ЮВ2	60	24	55			гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55				Сумма	1140	460					Ср. Q	95	38	
Месторождение	Куст	Назначение Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%																																																																																																				
Тайлаковское	52бис	гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
		нагн	ЮВ2	60	24	55																																																																																																				
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
		нагн	ЮВ2	60	32	55																																																																																																				
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
		нагн	ЮВ2	60	24	55																																																																																																				
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
		нагн	ЮВ2	60	24	55																																																																																																				
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
		нагн	ЮВ2	60	24	55																																																																																																				
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55																																																																																																				
			Сумма	1140	460																																																																																																					
			Ср. Q	95	38																																																																																																					

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Автодорога до куста скважин №52 бис	0,6	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ от ячеек «Э/к КП-41» до отпайки КП-52бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	6,0	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №52бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №52бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод К.526 – т.вр.К.526 (Приложение №1.1)	0,45	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.К.526 – К.526 (Приложение №1.1)	0,45	Возможна корректировка

14.	<b>Требования к техническим решениям</b> <ul style="list-style-type: none"><li>– При проектировании учитывать требования п.9 технических условий ДПРПиОМ и ДТТ (Приложение №1 и Приложение №1.1);</li><li>– Электроснабжение куста скважин №52бис Тайлаковского месторождения выполнить в соответствии с требованиями технических условий, выданных ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2);</li><li>– При проектировании автодорог руководствоваться типовыми техническими условиями ОАО «СН-МНГ» в соответствии с СП 34.13330.2012 «Автомобильные дороги» (Приложение №13);</li><li>– Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение №14);</li><li>– При проектировании учитывать утвержденный ОАО «СН-МНГ» «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</li></ul>
15.	<b>Особые условия строительства</b> <ul style="list-style-type: none"><li>– Новое строительство;</li><li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;</li><li>– Кустовая площадка №52бис расположена в границах территории традиционного природопользования;</li><li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. Запросить необходимую информацию в ДЭБ и ООС ОАО «СН-МНГ»;</li><li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах. п.19);</li><li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется:<ul style="list-style-type: none"><li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по</li></ul></li></ul>

	<p>границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</p> <p>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);</p> <p>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8).</p>
16.	<p><b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b></p> <p>Не требуется.</p>
17.	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <p>– 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;</p> <p>– 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).</p>
18.	<p><b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b></p> <p>– 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;</p> <p>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод»;</p> <p>– 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»;</p> <p>– 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»;</p> <p>– Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</p> <p>– Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на</p>



	<p>территории объектов ИКН;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать схему размещения проектируемого объекта, расположенного на ТТП, с коренными и малочисленными народами севера (КМНС).</li> </ul>
<b>19.</b>	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p> <p>Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), 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.</p>
<b>20.</b>	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p> <p>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).</p>
<b>21.</b>	<p><b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b></p> <p>Не требуется.</p>
<b>22.</b>	<p><b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013;</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации;</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p> <p>Приложение №1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №52бис»;</p> <p>Приложение №1.1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов куста скважин №52бис Тайлаковского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение №2 «Технические условия на электроснабжение КП-52бис Тайлаковского месторождения»;</p> <p>Приложение №3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение №4 «Планируемое погружное оборудование»;</p> <p>Приложение №5 «Координаты первой скважины и НДС»;</p> <p>Приложение №6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины»;</p> <p>Приложение №7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение №8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»;</p> <p>Приложение №9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов»;</p> <p>Приложение №10 «Обзорная схема трубопроводов»;</p> <p>Приложение №11 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11.1 «Письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства №ПА-39615 от 16.06.15г.»;</p> <p>Приложение №12 «Образец для расчета стоимости работ строительства объекта»;</p> <p>Приложение №13 «Технические условия на проектирование автодорог»;</p> <p>Приложение №14 «Сборочный чертеж клапана КУБС»;</p> <p>Приложение №15 «Типовые независимые этапы строительства кустов скважин на месторождениях ОАО «СН-МНГ».</p>

24.	<b>Срок выдачи проекта</b>																						
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.																						
25.	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>																						
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.																						
26.	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>																						
	<ul style="list-style-type: none"><li>Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.;</li><li>После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.</li></ul>																						
27.	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>																						
	<ul style="list-style-type: none"><li>Представить опросные листы в формате Заказчика;</li><li>Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования;</li><li>При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным пообъектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика;</li><li>Материалы и оборудование должны иметь коды SAP R3, согласно требований Заказчика.</li></ul> <p>Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:</p> <table><tr><th>№</th><th>Кол</th><th>SAP</th><th>R3</th><th>Материал/ Оборудование</th><th>Наименование ТМЦ</th><th>ГОСТ ТУ</th><th>Завод изготовитель</th><th>Ед. изм.</th><th>Кол- во</th><th>Примечание</th></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table> <p>Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ»;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно утверждённого перечня по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).</li></ul>	№	Кол	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание											
№	Кол	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание													
28.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>																						
	<ul style="list-style-type: none"><li>Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №11, 11.1);</li><li>Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.gpr, *.xml, *.xls;</li><li>Расчет стоимости работ согласно Приложению №12 включить в состав пояснительной записки;</li><li>Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</li></ul>																						
29.	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>																						
	<ul style="list-style-type: none"><li>Согласовать проектные решения с Заказчиком;</li><li>Опросные листы на оборудование согласовать со службами ОАО «СН-МНГ»;</li><li>Подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД, ППГ).</li></ul>																						

30.	<p><b>Особые условия</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– На начальном этапе проектирования для принятия основных технических решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».</li> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</li> <li>– Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);</li> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов;</li> <li>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;</li> <li>– Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки. Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно, сделать их как примыкание к дороге на КП. Учитывать применение леса от местной вырубki, вместо привозных материалов и для уменьшения объемов песка;</li> <li>– При пересечении проектируемых коммуникаций с существующими направить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;</li> <li>– Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Держателя лицензии по согласованию с Заказчиком.</li> </ul>
31.	<p><b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b></p> <p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
32.	<p><b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации;</li> <li>– При необходимости, получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы с предварительным проведением общественных слушаний материалов по оценке воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ;</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Заместителем Генерального директора – Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Ведущий инженер ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО



Н.А. Глебова



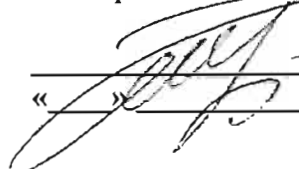
**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование № 003-16**  
**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №52бис»**

<p>Заместитель Генерального директора - Директор по капитальному строительству</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p>" " 2016г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера по инфраструктуре</p> <p>Седякин А.С.</p> <p>"26" 01 2016г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p>" " 2016г.</p>	<p>Главный инженер ВНГДУ</p> <p>Мережкин Р.А.</p> <p>" " 2016г.</p>
<p>Начальник УКС и РО</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p>" " 2016г.</p>	<p>Начальник НГП-4 ВНГДУ</p> <p>Догошев А.С.</p> <p>" " 2016г.</p>
<p>Начальник ООПИР ДПИР и ВОЗ УКС и РО</p> <p>Бабкин С.Н.</p> <p>" 12 " 01 2016г.</p>	



УТВЕРЖДАЮ:

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

 И.Г. Тухфатуллин  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.  
Куст скважин № 526»**

1.	<b>Наименование объекта</b>																					
	Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 526.																					
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																					
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.																					
3.	<b>Основание для проектирования</b>																					
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																					
4.	<b>Заказчик</b>																					
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																					
5.	<b>Вид строительства</b>																					
	Капитальное строительство.																					
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>																					
	2017г.																					
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																					
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																					
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																					
	<b><u>Куст скважин № 526 – 12 скважин:</u></b>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Автодорога до куста скважин № 526</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ от ячеек «Э/к КП-41» до отпайки КП-526</td><td>6,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №526 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №526 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.526 – т.вр.к.526 (Приложение №1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.526 – к.526 (Приложение №1)</td><td>0,45</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога до куста скважин № 526	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ от ячеек «Э/к КП-41» до отпайки КП-526	6,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №526 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №526 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.526 – т.вр.к.526 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.526 – к.526 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Автодорога до куста скважин № 526	0,6	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ от ячеек «Э/к КП-41» до отпайки КП-526	6,0	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №526 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №526 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,6	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.526 – т.вр.к.526 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка																				
Высоконапорный водовод т.вр.к.526 – к.526 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка																				
	<ul style="list-style-type: none"><li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в <u>Приложении № 5</u>;</li><li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в <u>Приложении №6</u>;</li></ul>																					

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 526:

месторождение	куст	Назв.м. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид.	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлыковское	526	гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	32	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
			Сумма	1140	460	
			Ср. Q	95	38	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 526 представлено в Приложении № 4.

## 9. Требования к техническим решениям

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

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кгс/см}^2$ , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для заправки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтебора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных

- трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.
- Выполнить технико-экономическое обоснование принятых проектных решений.
  - Требования к организации системы ППД куста № 526:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 атм;
  - 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 проектным данным и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
  - При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
  - При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
  - При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации 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 поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на



кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1):

- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить 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);
- 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; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 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;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0.15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95\*; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

	<p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п. VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</p> <p>При проектировании руководствоваться «Техническим стандартом «Унификация применяемых технических устройств» СТО-701 Версия 1.0», введенным в действие Приказом №1059 от 05.11.2015г. по ОАО «СН-МНГ».</p>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>– Кустовая площадка № 526 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19)</li> <li>– При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>– а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>– б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)</li> </ul> </li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП,</li> </ul>

	<p>СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38. При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
12.	<p><b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобърыбвод».</li> <li>– Получение Государственной Экологической экспертизы;</li> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
13.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
14.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
15.	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промисловых 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 отходов бурения с одной скважины»</p>



	Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.  
Куст скважин № 526»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Ватинского НГДУ</p> <p>Мережкин Р.А.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p>Новичков А.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p>Гортиков А.А.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p>Финк А.В.</p> <p>" " 2015г.</p>	



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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион. ХМАО-Югра, 628684  
 тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

" 16 " 12 2015 г.

На № \_\_\_\_\_

№ МР - 6/7

от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**Начальнику ДПРП и ОМ  
 М.Н. Бессонову**

*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам:

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 276»

«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №277».

«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куста скважин №32,33».

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №52б».

«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №82б ».

«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №72 (дополнительные скважины)».

«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №26 ».

Приложение: ТУ – 82л., 1з.

С уважением,  
 Начальник

**М.Г. Разин**

Р.С.Щедранов  
 тел. 46-762

16-2161  
 16.11.15



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объектам  
«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 526»

1. Месторождение, район строительства	Тайлаковское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	1 Этап. Нефтегазопровод «к.526 – т.вр.к.526 » 2 Этап. Высоконапорный водовод « т.вр.к.526 – к.526 »
4. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"><li>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов (РД 39-132-94, Единые технические требования к технологическому процессу эксплуатации и ремонта, обеспечению целостностью промысловых трубопроводов ОАО «СН-МНГ», СП 34-116-97 и др.), норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li><li>– В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</li><li>– В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);</li><li>– В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);</li><li>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода рассмотреть вариант применения трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ;</li><li>– 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, защитное покрытие и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности;</li><li>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений</li></ul>

трубопроводов термоусаживаемыми защитными муфтами;

- Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;
- Срок эксплуатации трубопроводов определить проектом;
- Вариант прохождения трассы проектируемого трубопровода представлен в прилагаемой схеме (Приложение № 1). Трасса проектируемого трубопровода может быть изменена и должна отвечать следующим требованиям:
  1. Выполнение требований п.3.1.2 РД 39-132-94;
  2. Возможность круглогодичного подъезда к проектируемому трубопроводу и узлам задвижек;
  3. Прохождение трассы проектируемого трубопровода максимально близко к существующим коммуникациям;
  4. Минимальная протяженность трассы трубопровода при выполнении вышеуказанных условий;
- Переход через водные преграды должен обеспечивать:
  1. Подземную прокладку трубопроводов. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
  2. Наличие резервной нитки с возможностью вывода из эксплуатации одной из ниток для проведения ТД, обслуживания и пр. без остановки транспорта жидкости;
  3. Возможность круглогодичного подъезда;
  4. Возможность проведения внутритрубой диагностики;
- Необходимость проектирования резервной нитки, защитного футляра и способ прокладки трубопровода через водный переход согласовать с ДТТ в не зависимости от его длины;
- Согласовать с ДТТ, ПТО НГДУ и ПТС Управления «Сервис-Нефть» прохождение трасс проектируемых трубопроводов, количество и необходимость резервных ниток на пересечении водных переходов;
- 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.

- Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций.

- При проведении гидравлического расчета необходимо принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода (м<sup>3</sup>/сут., т/сут.), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов. (Приложение №4);

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;

- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см<sup>2</sup> необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;

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

- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;

- Проектом предусмотреть применение на высоконапорных водоводах задвижек клиновых «под приварку»;

- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90° (расстояние между отводами не менее 1,5м);

- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее 3D для прохождения диагностических снарядов

- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе в соответствии с п.3.2.20 РД 39-132-94;

- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых



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

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

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

- а) «холодная» врезка.

- б) врезка тройником,

- в) подключение в существующую задвижку;

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

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

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

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

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

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

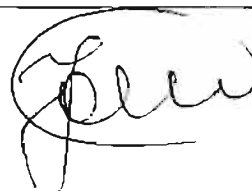
- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнять запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;

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

	<p>пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны;</p> <p>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p>
5. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 Этап. Нефтегазопровод «к.526 – т.вр.к.526»</b>  От 526 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Тайлаковского месторождения нефти.  Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1140/460</math>.  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>2 Этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.526 – к.526»</b>  От БКНС-2 по системе трубопроводов подтоварная вода поступает на к.526 Тайлаковского месторождения нефти.  Объем жидкости <math>Q_{ж} - 1000 \text{ м}^3/\text{сут}</math>  Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.  Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p><b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b></p>
6. Особые условия	<p>– Принять за исходный вариант схему прохождения трассы, точки подключения к действующим трубопроводам согласно приложению №1;</p> <p>– Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов, схему расположения, точки подключения откорректировать по результатам изысканий для обеспечения требований к техническим решениям;</p> <p>– Результаты изысканий согласовать с ПТО НГДУ, ДТТ, ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;</p> <p>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</p> <p>– Предусмотреть проектом возможность применения материалов различных производителей (взаимозаменяемость);</p> <p>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию</p>

	<p>каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком;</p> <p>– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
7. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда</b></p> <p>– Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>– Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <p>– Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>

Технические условия составил:  
Инженер 2 категории ГИиНТ ДТТ



Р.С.Щедранов

## СОГЛАСОВАНО:

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



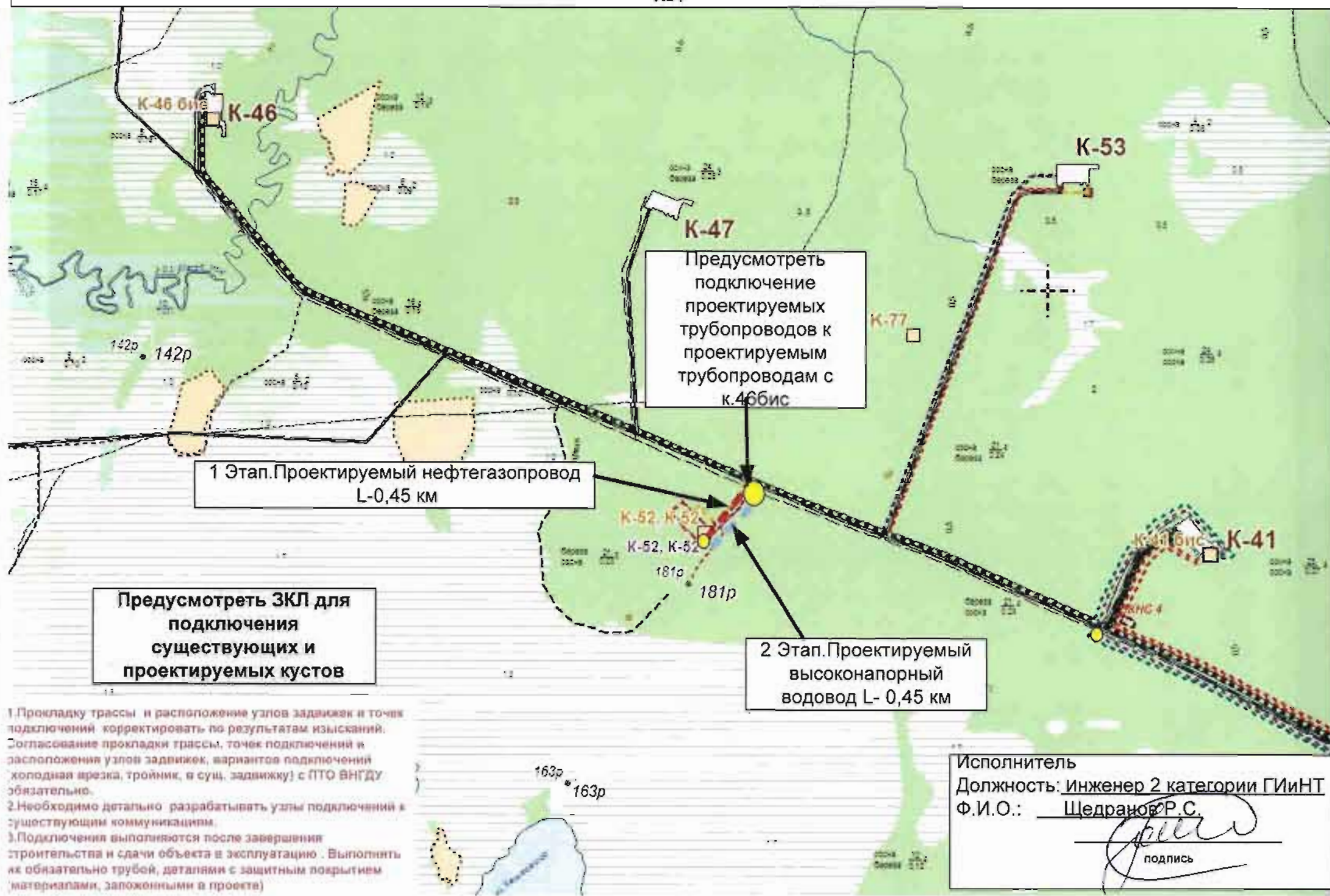
М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО «СН-МНГ»



Р.А. Мережкин

**Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №52б I аилаковского месторождения нефти. Приложение №1**





## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

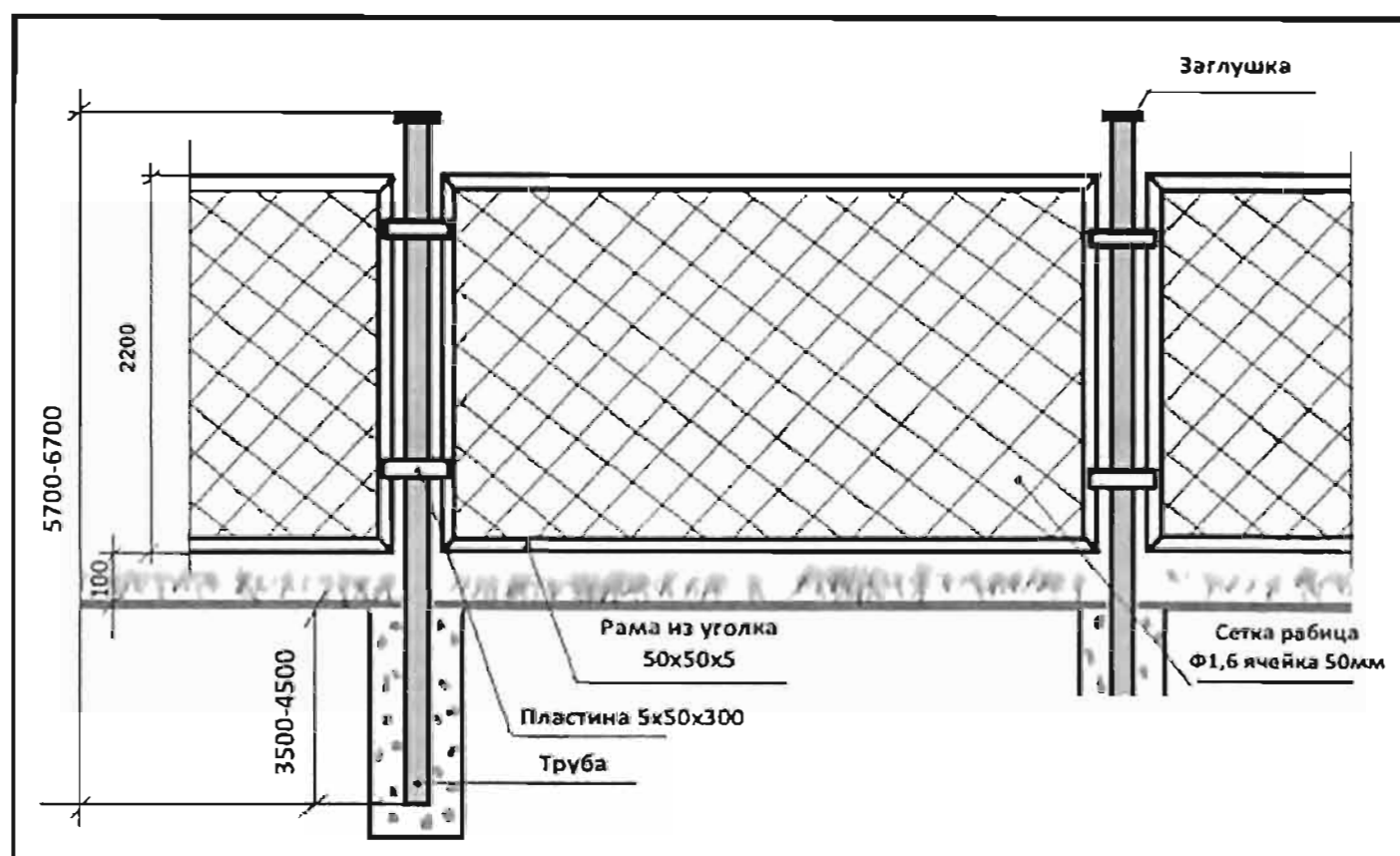
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

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

$Dy$  – диаметр трубопровода (мм)

$h$  – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

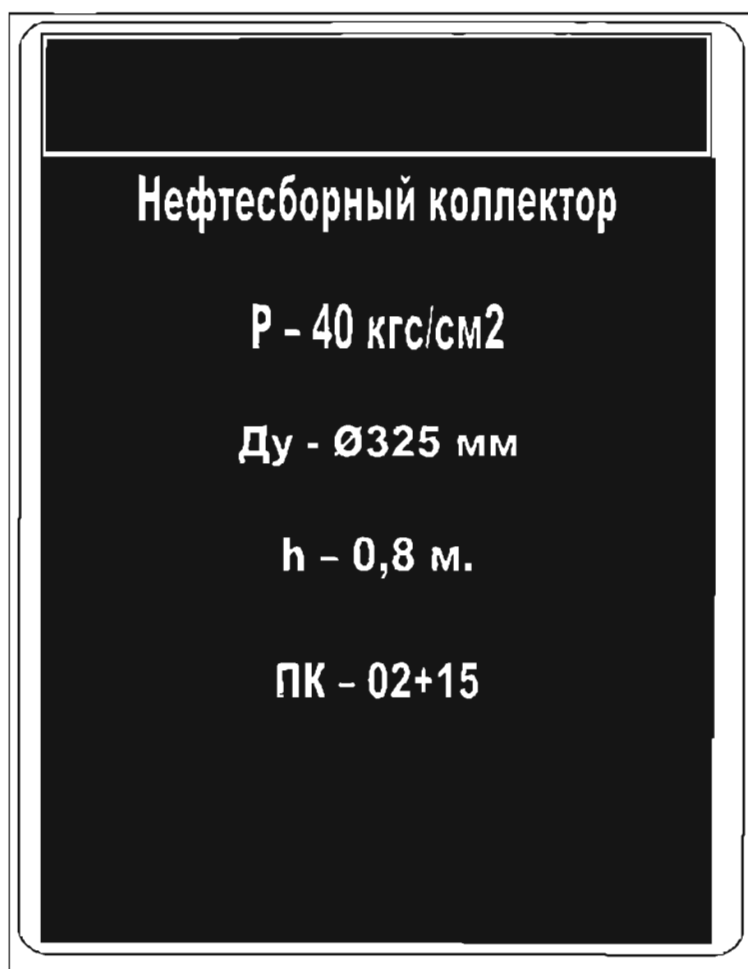
ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

НГП ВНГДУ ОАО «СН-МНГ» 4-59-12

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



**Таблица результатов расчета**

[illegible]

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

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

тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

от декабря 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ СМ-2495  
от \_\_\_\_\_

Волков Е. В.  
Для формирования  
технических

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

О предоставлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП-277 Ватинского м/р, КП-52бис Тайлаковского м/р, КП-7бис (дополнительные скважины) Аганского м/р.

Приложения: 1. Технические условия №351-2015 от 01.12.2015г – на 4л. в 1экз.  
2. Технические условия №352-2015 от 01.12.2015г – на 5л. в 1экз.  
3. Технические условия №353-2015 от 01.12.2015г – на 5л. в 1экз.

С уважением,



С.Ю. Мухин

Исп.: Саифулин Н.Н.  
Тел: 8(34643) 4-17-49

МБ-2091  
от 08.12.2015г.

Технические условия № 352-2015 от 01.12.2015г.  
на электроснабжение КП-52бис Тайлаковского м/р

Запрашиваемая мощность – 855 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №267-2014 от 25.08.2014г., «О ТУ на электроснабжение КП-46 Тайлаковского м/р» в части строительства ВЛ-6кВ на КП-46, согласно измененных точек подключения письмом ООО «МЭН» №02-14/2301 от 14.07.2015г.
- 1.2. Технические условия, направленные письмом ООО «МЭН» №02-14/3692 от 10.11.2015г. на электроснабжение КП-52 Тайлаковского месторождения нефти считать недействительными.

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-52бис Тайлаковского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:
  - 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-52бис Тайлаковского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
  - 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 2.1.4. Точки подключения:
    - Существующая ВЛ-6кВ Ф-4 ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41». Номер опоры определить при проектировании. При необходимости произвести замену опоры в точке подключения.
    - Проектируемая ВЛ-6кВ от Ф-2 ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41» на КП-46. Номер опоры определить при проектировании. При необходимости произвести замену опоры в точке подключения.
  - 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-52бис – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
  - 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-52бис с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных



однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-52бис.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-52бис по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-52бис Тайлаковского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 24 месяца.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4 ЗРУ-6кВ «Э/к КП-41» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



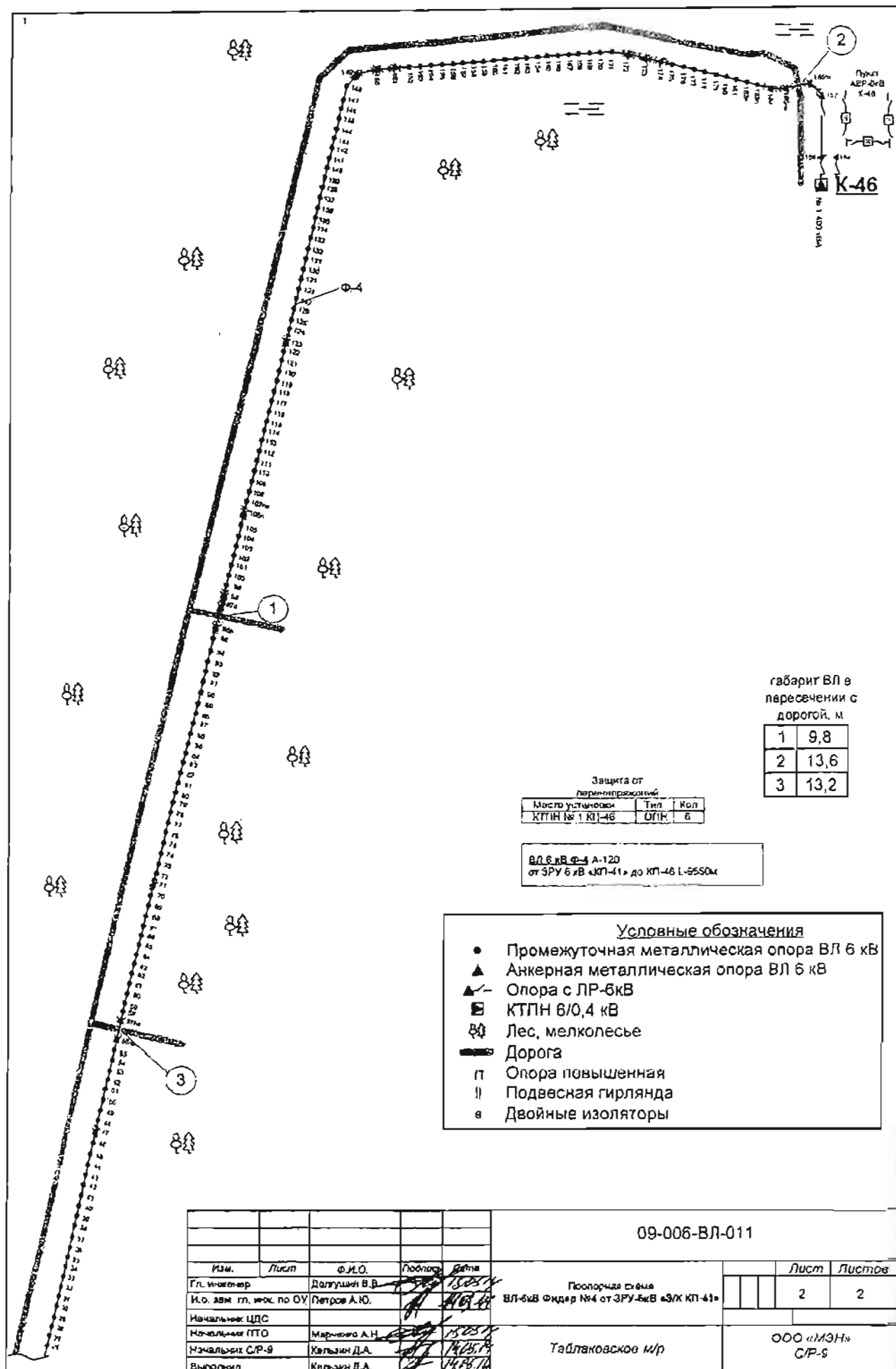
В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



С.Ю. Мухина





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ПЛАНИРОВАНИЯ БУРЕНИЯ И  
ДОБЫЧИ НЕФТИ**

ул. Кузьмина, д. 51. г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-67-86. факс (34643) 4-12-42

10 ноября 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 6В-37  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

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

*О проектировании КП*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с письмом Главного геолога за № МК-1593 от 02.11.2015г направляю Вам проектные данные и динамику основных показателей разработки по резервным КП, а именно по КП №№ 25, 33 Ачимовского месторождения, КП №№ 85, 86 Ново-Покурского месторождения, КП № 7 Южно-Покамасовского месторождения, КП № 45 Аганского месторождения, КП №№ 275, 276 Ватинского месторождения.

В связи с невозможностью реализации КП № 52 Тайлаковского месторождения согласно существующего проекта обустройства, направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 526 Тайлаковского месторождения.

Так же направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 277 Ватинского месторождения, КП № 76 Аганского месторождения (дополнительные скважины).

Прошу начать проектирование данных КП, т.к. они являются перспективными к включению в производственную программу эксплуатационного бурения ОАО «СН-МНГ».

лс 10.11.15  
М.Н. Бессонов



Приложение:

- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 25 Ачимовского месторождения – 3 листа.
- 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 33 Ачимовского месторождения – 3 листа.
- 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 85 Ново-Покурского месторождения – 3 листа.
- 4) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 86 Ново-Покурского месторождения – 3 листа.
- 5) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 7 Южно-Покамасовского месторождения – 3 листа.
- 6) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 45 Аганского 85 месторождения – 3 листа.
- 7) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП №№ 275 Ватинского месторождения месторождения – 3 листа.
- 8) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП №№ 276 Ватинского месторождения месторождения – 3 листа.
- 9) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 526 Тайлаковского месторождения – 3 листа.
- 10) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 277 Ватинского месторождения месторождения – 3 листа.
- 11) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки КП № 76 Аганского месторождения месторождения (дополнительные скважины) – 3 листа.

С уважением,



В.Г. Волков

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 526 Тайлаковского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Тайлаковское	526	гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	32	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
		нагн	ЮВ2	60	24	55
		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55
			Сумма	1140	460	
			Ср. Q	95	38	

**Проектные данные по КП № 526 Тайлаковского месторождения**

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн МПа	Газосодержа ние м3/т	Пл. темп-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозабор	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Тайлаковское	526	ЮВ <sub>2</sub>	12	7	5	0	0	1140	460	1000	19	34,88	ЮВ <sub>2</sub> - 83	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	7		0	0							

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

Начальник отдела ППБ ДПБидН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПр ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Котунов Д.А.

Горбань А.М.

**Динамика основных показателей разработки КП № 52 б Тайлаковского месторождения**

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
<b>1</b>	<b>52 б</b>										
1.1	Общий фонд скважин, шт	-	-	9	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч - добывающих	-	-	6	7	7	7	7	7	7	7
	- магнетательных	-	-	3	5	5	5	5	5	5	5
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс. т	-	-	34,9	61,1	49,6	46,3	44,1	42,1	40,4	38,5
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	-	-	113,4	263,6	265,1	264,4	264,4	264,4	265,1	264,4
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. т	-	-	44,6	313,6	355,0	354,1	354,1	354,1	355,0	354,1
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	-	-	1,2	2,1	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3

Начальник ОПИМТР

Исп. Плашкевич Н.М.  
тел. 4-66-53



А.М. Горбань



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

12 11 2015 г.  
На № МБ-910

№ 14-378  
от 11 11 2015 г.

Начальнику ДПП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исходящее письмо № МБ-910 от 11.11.2015г. направляю перечень скважин КП №№25, 33 Ачимовского месторождения, КП №№ 85, 86 Ново-Покурского месторождения, КП №7 Южно-Покамасовского месторождения, КП № 45 Аганского месторождения, КП №№ 275, 276, 277 Ватинского месторождения, КП №526 Тайлаковского месторождения, КП № 76 (дополнительные скважины) Аганского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 11 л., 1 экз.

Начальник ТООДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов



Перечень скважин КП №526 Тайлаковского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид-ти	Qпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ИЭД, кВт
Тайлаковское	А 4 А	526	гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
	А 4 А		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
	А 4 А		нагн	ЮВ2	60	24	55	5-60-2500	45
	А 4 А		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
	А 4 А		нагн	ЮВ2	60	28	55	5-60-2500	45
	А 4 А		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
	А 4 А		нагн	ЮВ2	60	24	55	5-60-2500	45
	А 4 А		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
	А 4 А		нагн	ЮВ2	60	24	55	5-60-2500	45
	А 4 А		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
	А 4 А		нагн	ЮВ2	60	24	55	5-60-2500	45
	А 4 А		гор с МГРП	ЮВ2	120	48	55	5-125-2500	90
				Сумма	1140	460			855
				Ср Q	95	38			

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 47-094

2 ноябрь 2015 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ДН-129<sup>б</sup>  
от \_\_\_\_\_ 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым  
площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	52бис	Тайлаковское	565087	615187	312°

Примечание: ГПЗ-Яун-Ях  
Земли лесного фонда

Главный маркшейдер



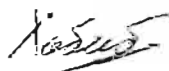
А.А.Новичков

Начальник департамента  
планирования бурения и добычи нефти

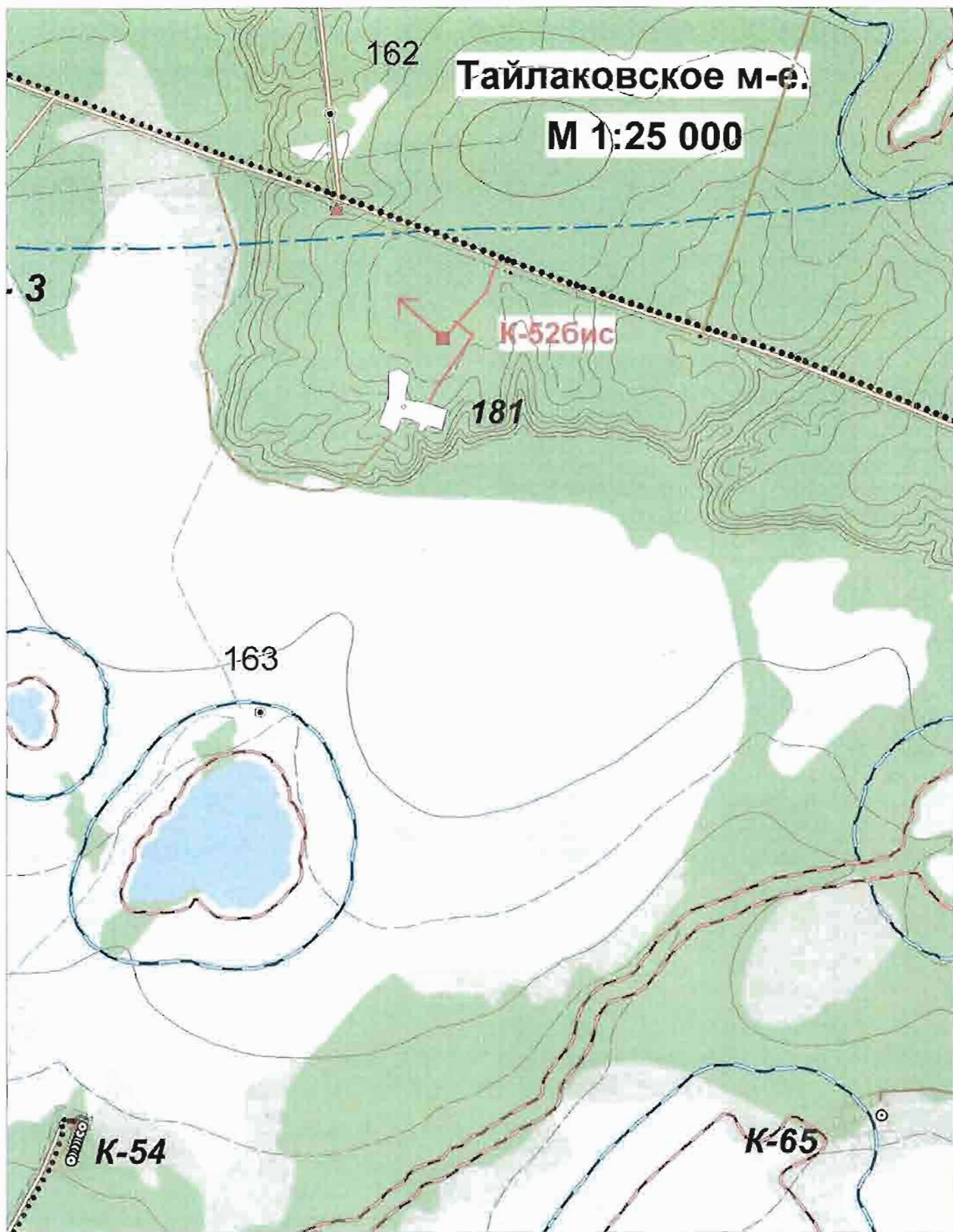


В.Г.Волков

Начальник отдела  
земельных отводов



Д.В.Соловей



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

02 12 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АТ - 46/1262  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

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

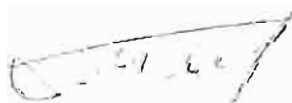
*О проектировании*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю схемы разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП №№26,32,33,72,90 Ново-Покурского м/р - 1500м<sup>3</sup>;
2. КП №22 Западно-Усть-Балыкское м/р - 1500м<sup>3</sup>;
3. КП №82бис Северо-Покурского м/р - 1500м<sup>3</sup>;
4. КП №7бис Аганского м/р - 1500м<sup>3</sup>;
5. КП №277 Ватинского м/р - 1200м<sup>3</sup>;
6. КП №52бис Тайлаковского м/р - 1500м<sup>3</sup>.

С уважением,  
Начальник ПТО по СС

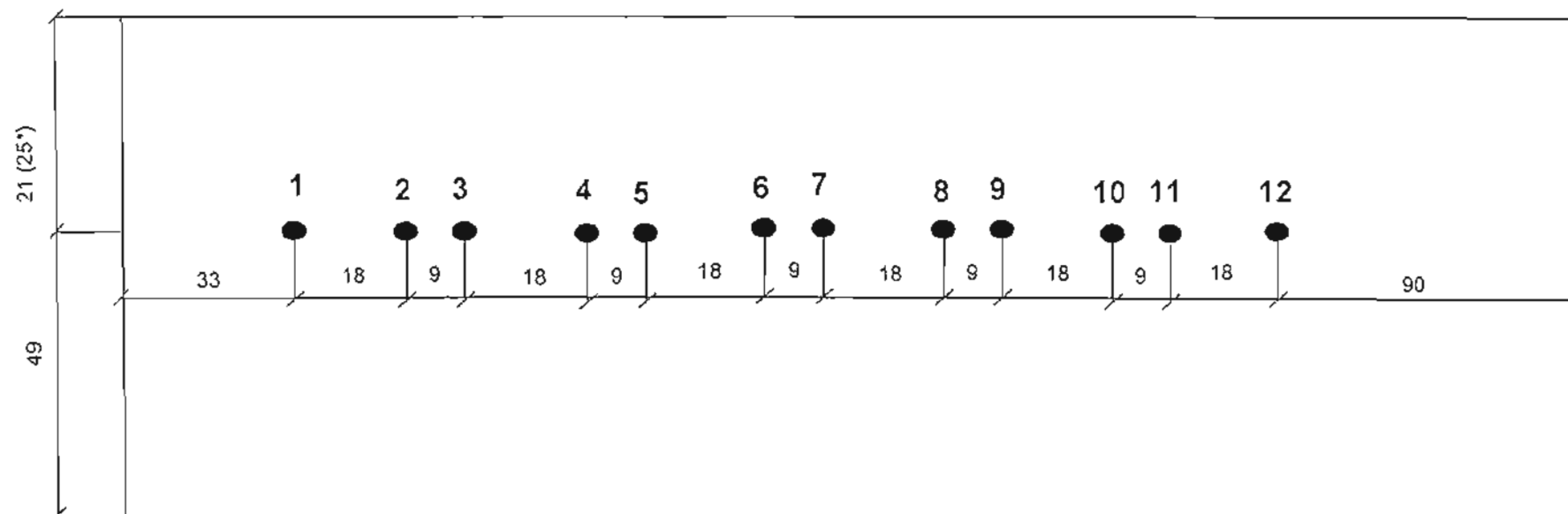


А.Н. Терешун

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 526ис ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 02.12.15 г.)

L - зшелона БУ ( от устья скважины до КРНБ ) - 65 м

Демонтажная зона - 90 м



Примечание: \* -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО ДСС ОАО "СН - МНГ"

Терешун А.Н.

Уразаяев Д.И.



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ АВТОМАТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И  
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 62868-4  
тел. (34643) 4-10-38, факс (34643) 4-14-69

от 20 ноября 2015г.

№ СН-СЧ-676

Начальнику  
Департамента перспективного  
развития производства  
и обустройства месторождений  
М.Н. Бессонову

«О предоставлении ТУ»

На исх. № МБ-908 от 11.11.2015г. направляю технические условия на  
АСУ ТП для разработки ПСД по обустройству:

1. КП 25,33 Лчимовского месторождения – 2х14 листов;
2. КП 85,86 Ново-Покурского месторождения – 2х14 листов;
3. КП 7 Южно-Покамасовского месторождения – 14 листов;
4. КП 45 Аганского месторождения - 20 листов;
5. КП 275,276,277 Ватинского месторождения- 3х14 листов;
6. КП 76 Аганского месторождения- 20 листов;

/ Начальника ДАМиИТ

С.В. Наливайко

М.Н. Бессонов  
1-14-14-14

МБ-2013  
20.11.2015



# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА «ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 52Б».

## 1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 52Б», 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 № 52Б в составе:*

- замерная установка АИЗУ;
- скважины с насосами ТНЧ;
- блок треножек БГ;
- установка дewatering химводоочисткой УДХ;
- система контроля электрообогрева обранных климатических объектов скважин

## 3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 52Б» с использованием станции телемеханики «ТК-2КА8Е.80 42 76(3.00х10.00) с встроенным мастер-контроллером СХМ-2К91, вывод информации осуществляется в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК ТП П-4 Тайлаковского месторождения Ватинского НПЗ с использованием системы телемеханики «АДКУ-2000+», разработкой «ИКС АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением абонентского SM модуля Motorola Canopus, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

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

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

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

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

### **4. Функции АСУ ТП**

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

#### *Нижний уровень:*

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

#### *Верхний уровень:*

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организации АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетов 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.

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

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

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

## *5. Объем автоматизации и АСУ ТП*

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 52б:

### *1. Станция управления нефтяной скважиной*

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - o дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу в АДКУ 2000+ данных с контроллеров станций управления УЭЦН при помощи:
  - o цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

### *2. Замерная установка «АГЗУ»*

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и абонентского SM модуля;
- разъемы интерфейсные.

*Приложение № 1,1:*

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

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

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

- загазованность 20% в БГ;
  - предельная загазованность 40% в БГ;
  - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
  - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из НК за лимитированный промежуток времени);
  - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
  - выход рлехода жидкости за пределы диапазона измерений;
  - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
  - выход температуры в БГ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БГ);
  - положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
  - положение ПСМ;
  - номер скважины на замере;
  - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БГ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БГ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА;
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

### 3. Блок гребенок БГ

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-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления АИР-10 SH 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 на регистратор ТУРА ТД0004 с подключением регистратора систему в ТМ;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 525.

### 4. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

## *5. Система контроля показаний давления на устье нефтедобывающих скважин*

Проектом предусмотрено:

- установку преобразователей давления типа АИР-10 SH для измерения буферного и затрубного давления;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ показаний преобразователей давления на устьевой фонтанной арматуре нефтегазодобывающих скважин;
- кабельную продукцию для вывода показаний давления нефтедобывающих скважин, уложенную на эстакаде в перфорированные оцинкованные короба. Для подключения кабельной продукции датчиков давления использовать герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ, также напротив устья каждой нефтедобывающей скважины на кабельной эстакаде установить клеммную коробку взрывозащищенного исполнения.

## *6. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин*

Проектом предусмотрено:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-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 линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
- точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## *6. Технические средства АСУ ТП*

### *Куст скважин 52б.*

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

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

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

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

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

На наружных установках, класса II-III и в помещениях класса II-III электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение для искробезопасных цепей.

### *Контроль давления*

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

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления типа АИР-10 SH.

### *Контроль уровня*

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить преобразователь магнитострикционный «ИП-1000» с выходным сигналом 4-20 мА. ООО «ОКБ Вектор» г. Москва.

### *Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП*

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

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

### *Контроль доступа в БТ и БА*

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

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

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

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

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

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 550 производства фирмы «Элемер»).

### *Приложение №1,2:*

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

### *Система видеонаблюдения*

Для дистанционного контроля за работой технологического оборудования, расположенного на территории кустовой площадки, предусмотреть систему видеонаблюдения.

Система видеонаблюдения должна включать в себя две IP-видеокамеры, обеспечивающие видеосъемку в темное время суток и согласующее устройство для передачи данных на сервер системы видеонаблюдения ОАО «СН-МНГ» посредством оборудования абонентского SM модуля Motorola Canopy системы телемеханики АДКУ-2000+, - в режиме реального времени.

Камеры необходимо расположить на мачте освещения в районе БМА:

- одна должна быть направлена на площадку УМЦП и основной въезд на кустовую площадку;
- вторая должна быть направлена на территорию кустовой площадки.

### *Обеспечение взрывозащищенности*

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-Е и на наружных установках классов В-Е должна иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывозащищенное оборудование".

### *Электронные технические средства АСУ ТП*

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

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

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ. В качестве устройств защиты кабельной продукции применить перфорированные оцинкованные короба производства ООО «ИнТек» г. Сургут.

### **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»;
- ВНТП 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 № 526:

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

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

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

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

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

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУНИП-СП. Во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водонепроницаемых трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СГМ-ЗК передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АЛК ОПТ-4. Трёхпроводного месторождения нефти. Восточного НПЦУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выполняться с дешифрировкой сигналами (шлейфы).

Срок действия «Технических условий по автоматизации АСУ ТП «Обустройство  
Технологического узла Куст скважины № 526.» 15.11.2016г.

Начальник С/А

Н.П. Комаренко





МИНИСТЕРСТВО СВЯЗИ И  
МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ, ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ  
(РОСКОМНАДЗОР)

## РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 286-рчс-15-0179

07.05.2015

(дата начала действия)

06.05.2025

(дата окончания действия)

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.

ИНН:	<u>8605016748</u>
Служба радиосвязи:	<u>фиксированная</u>
Назначение РЭС:	<u>сеть беспроводного доступа</u>
Район установки РЭС:	<u>Ханты-Мансийский автономный округ - Югра</u>

Основание: заявление от 30.03.2015 № Ак-577/03, решения ГКРЧ от 25.09.2000 № 2/7, от 28.11.2005 № 05-10-01-001, заключение экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 07.10.2014 № 14-3-007383 и приказ Роскомнадзора от 07.05.2015 № 286-рчс.

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

Заместитель руководителя



О.А. Иванов

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 07.05.2015 № 286-рчс-15-0179

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

1.2. Начало использования РЭС не должно превышать 3 лет с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Началом использования РЭС является дата оформления пользователем радиочастотным спектром свидетельства о регистрации РЭС в территориальном органе Роскомнадзора.

Для РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, срок начала использования увеличивается на 1 год.

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 Роскомнадзора.

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 работу РЭС с излучением при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов в условиях чрезвычайного положения, чрезвычайных ситуаций, при выполнении особо важных работ, проведении специальных мероприятий и социально значимых мероприятий.

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 Роскомнадзор не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

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

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае неустранения пользователем радиочастотным спектром выявленных нарушений, а также невыполнения 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, Роскомнадзор вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

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

2.1. Использование радиочастот разрешается без создания помех и без требования защиты от помех РЭС Минобороны России.

В случае создания помех пользователь обязан прекратить использование радиочастот для работы РЭС с излучением до устранения помех в установленном порядке.

2.2. Использование радиочастот разрешается при выполнении условий, изложенных в решении ГКРЧ от 25.09.2000 № 2/7.

2.3. Использование радиочастот разрешается для организации технологической сети связи.

2.4. Абонентские станции должны быть зарегистрированы установленным в Российской Федерации порядком.

## 3. Частотно-территориальный план РЭС (сети)

№ РЭС	№ станции (обозначение в сети)	Тип БС Класс излучения	Место установки БС географические координаты (широта, долгота)	Сектор излучения антенны БС Максимальное расстояние АС от БС (не более)	Высота подвеса антенны БС Коеффициент усиления антенны	Мощность передатчика ЭИИМ	Частоты Поляризация		Максимальная мощность передатчика АС Максимальная ЭИИМ АС
							Прием	Передача	
				град км	м дБ	Вт дБВт	МГц	МГц	Вт дБВт
1	БС	2400AP 20M0F1DET	Сургутский рн, 222 км юго-восточнее г. Мегион, Тайлаковское м/р, ДНС-2 59N1411 74E1956	30-90 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2435</u> Н	<u>2435</u> Н	0,1 6,0
				90-150 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2455</u> Н	<u>2455</u> Н	0,1 6,0
				150-210 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2415</u> Н	<u>2415</u> Н	0,1 6,0
				210-270 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2435</u> Н	<u>2435</u> Н	0,1 6,0
				270-330 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2455</u> Н	<u>2455</u> Н	0,1 6,0
				330-0-30 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2415</u> Н	<u>2415</u> Н	0,1 6,0



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  
Западный промышленный узел,  
Панель 4, ул. Индустриальная, д. 85, строение 17  
телефон (34643) 4-14-44  
факс (34643) 4-14-04  
E-mail [ais-s@mail.ru](mailto:ais-s@mail.ru)

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001  
р/с 40702810200290002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 30101810100000000787  
БИК 044525787

Исх. № АК-2378/03

47 / 11 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 52Б.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать при помощи установки на мачте освещения абонентского модуля Motorola Canopy с частотой 2,4 ГГц.

На кустовой площадке оборудование радиостанции Motorola Canopy с сетевым коммутатором, устройством грозозащиты и источником бесперебойного питания устанавливается в блоке аппаратном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК.

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.

В качестве базовой станции предусмотреть станцию, расположенную на мачте связи Тайлаковского м.р. в соответствии с разрешением на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 286-рчс-15-0179 от 07.05.2015г. со следующими показателями:

1. Отметка земли существующей радиомачты 89м, высота 45м, координаты 59N1411/74E1956;
2. Высота подвеса и азимуты точек доступа технологической связи в соответствии с разрешением № 286-рчс-15-0179;
3. Используемые частоты – 2,4 ГГц;
4. Коэффициент усиления – 7 дБ.

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.

*Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 286-рчс-15-0179 от 07.05.2015 срок действия до 06.05.2025г.*

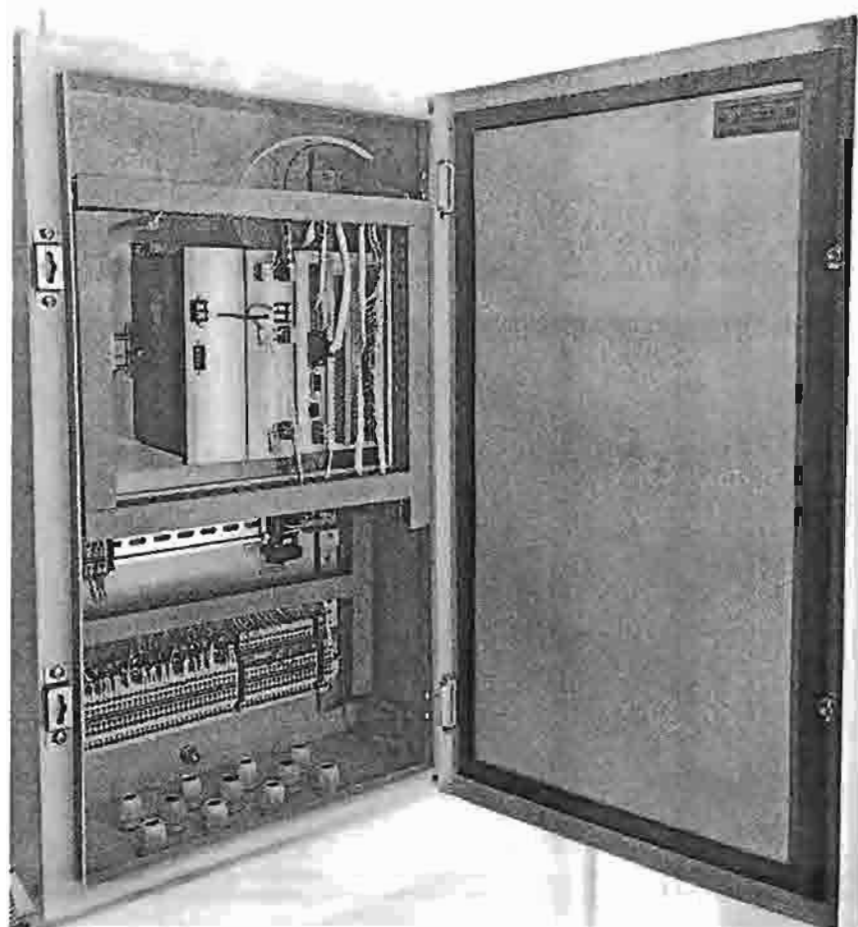
*1 экз. 4 листа.*

**Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 52б.» до «30» апреля 2016г.**

Генеральный директор



А.В. Курчук



#### **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 зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

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

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

В модифицированных вариантах СТК-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:**

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

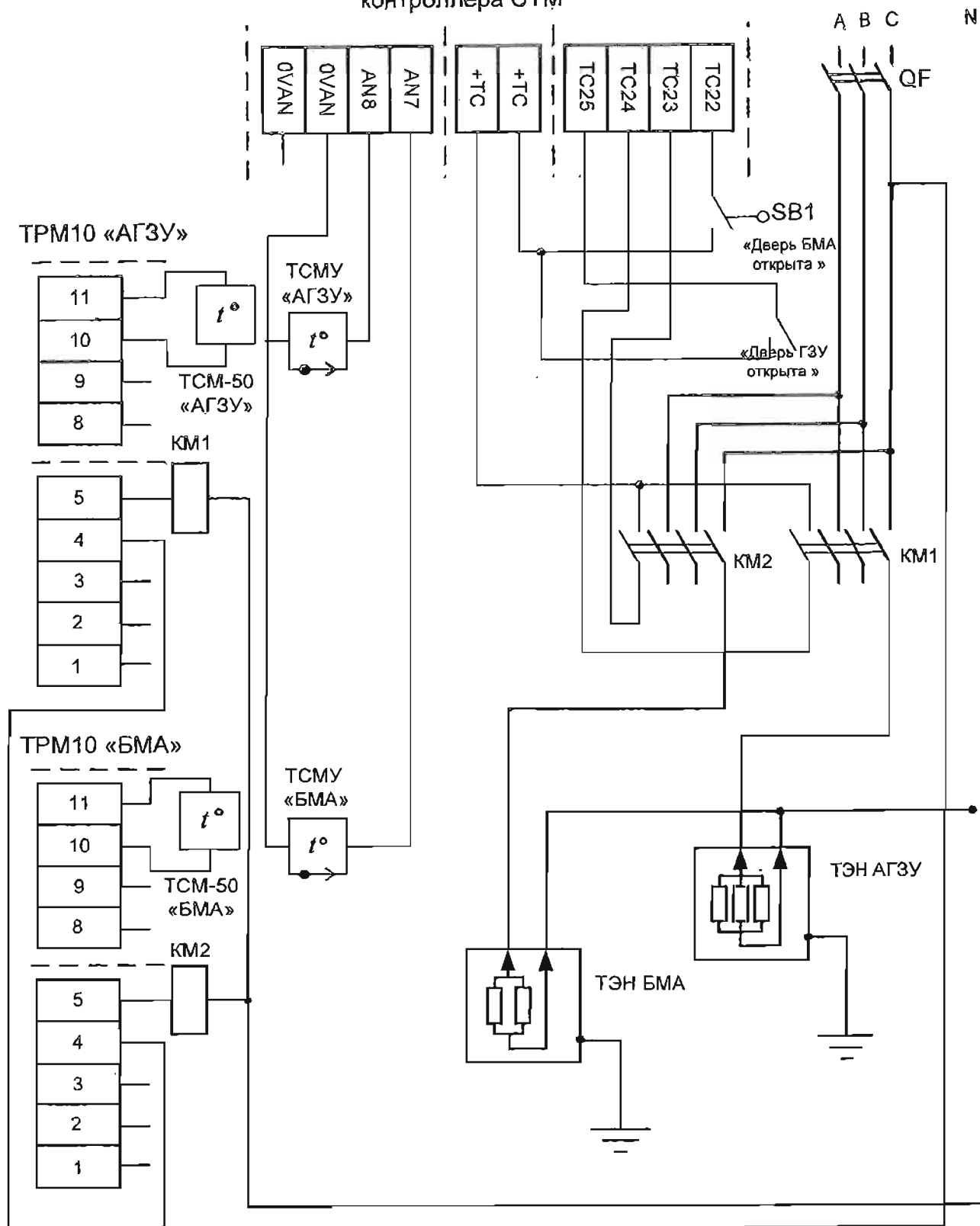
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.  
Схема внешних соединений.



**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.  
Куст скважин № 526»**

(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.**

(адрес расположения объекта)

<i>№ п/п</i>	<i>Признаки</i>	<i>Идентификация по признакам</i>	<i>Примечание</i>
<b>Куст скважин № 526</b> <b>(технологическое оборудование, сооружения куста скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Нефтеесбор от куста скважин № 526</b> <b>до точки врезки в существующую систему</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин № 52б</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным	Относятся к опасным производственным	Наличие опасных

	производственным объектам	объектам.	веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ-6кВ на куст скважин № 526</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин № 526</b>			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические	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 Градостроительно

	особенности которых, влияют на их безопасность		го кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не 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-ой категории ОПОМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

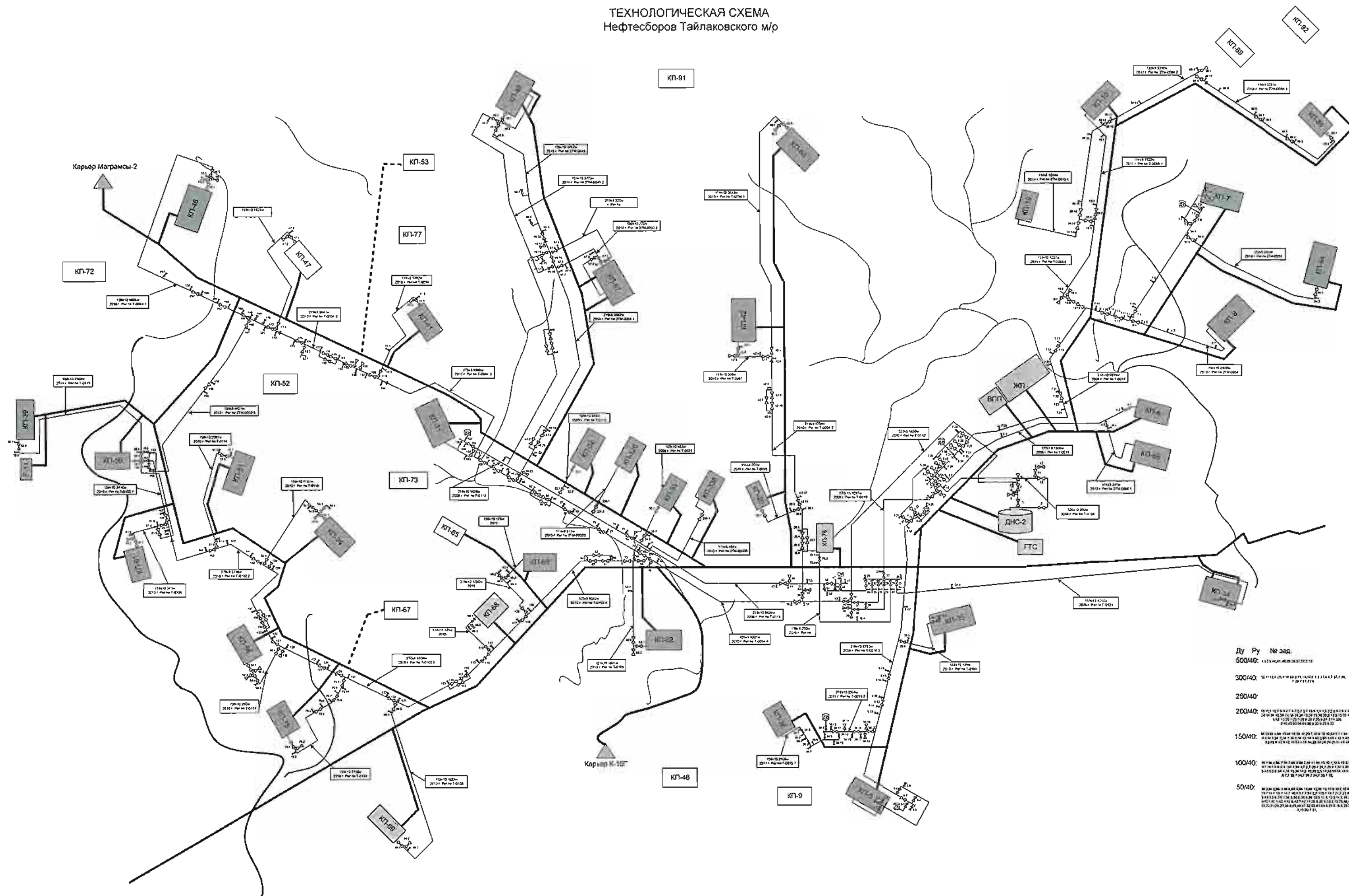
**Тайлаковское месторождение**  
**Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов**

Параметры	Ед. изм.	Пласты													
		Ач <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Ач <sub>3</sub> <sup>2</sup>	Ач <sub>4</sub> <sup>1</sup>	Ач <sub>4</sub> <sup>2</sup>	Ач <sub>4</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>3</sub>	ЮВ <sub>4</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>4</sub> <sup>2</sup>
Глубина залегания пласта (абс.отм.)	м	-2448 -2459	-2440 -2464	-2469 -2489	-2465 -2475	-2485 -2547	-2520 -2567	-2550 -2701	-2552 -2694	-2643 -2718	-2648 -2683	-2660 -2671	-2541 -2648	-2658 -2718	-2670 -2740
Абсолютная отметка ВНК	м	- 2459 - 2464	- 2463 - 2464	- 2489	- 2475	-2508 -2547	- 2548 - 2567	- 2614 - 2701	-2606 -2694	- 2668 - 2718	- 2683	- 2671	- 2637 - 2648	- 2718	- 2740
Тип залежи		пластово-сводовая		пластово-сводовая с литологическим экраном		литологически экранированная	пластово-сводовая, тектонич. экранир.	литологически экранированная	пласт.-свод. с литолог. и тектонич. экранами	литолог. и тектонич. экранированная	литологически экранированная	пластово-сводовая	пласт.-свод. с литолог. и тектонич. экранами	литологически и тектонически экранированная	
Тип коллектора		терригенный, поровый					терригенный, поровый			терригенный, поровый				терригенный, поровый	
Площадь нефтеносности	тыс.м <sup>2</sup>	7368	10715	4352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089	18388	11069
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	5,6	2
Пористость	%	16	17	16	18	17,2	17,6	16,4	16,4	17,8	18,4	16	16,8	16	17
Начальная нефтенасыщенность:	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8	53	50
Проницаемость*	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/д	19,1	7,8	24,6
Проводимость*	м*мД	2,9	4,7	0,3	2,5	1,7	57,3	23,1	99,5	31,0	118,4	н/д	168,1	92	113,2
Коэффициент песчанистости*	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 расчлененности*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9	***	***
Начальная пластовая температура	°С	77		78			80	83,5		84	84	85	85	85	
Начальное пластовое давление	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	28,1	28,3
Давление насыщения нефти	МПа	н/опр					6,6	6,6		6,2				6,2	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	3,8					4,72	4,72		5,94				5,94	
Плотность нефти в поверхн. условиях	т/м <sup>3</sup>	0,891					0,882	0,882		0,882				0,882	
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	н/опр					0,861	0,861		0,851				0,851	
Объемный коэффициент нефти	ед	н/опр					1,046	1,046		1,056				1,056	
Содержание серы в нефти	%	1,44					1,45	1,34	1,54	1,47				1,47	
Содержание парафина в нефти	%	2,99					3,13	2,5	2,74	3				3	
Содержание силикагел.смол в нефти	%	11,13					10,2	9,2	10,7	9				9	
Содержание асфальтенов в нефти	%	5,47					8,8	7,9	8,1	6,4				6,4	
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /т	38					26	26		24				24	
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,4					0,39	0,38		0,37				0,37	

Примечание: \* - значения параметров, осредненные по скважинам (по данным ГИС)

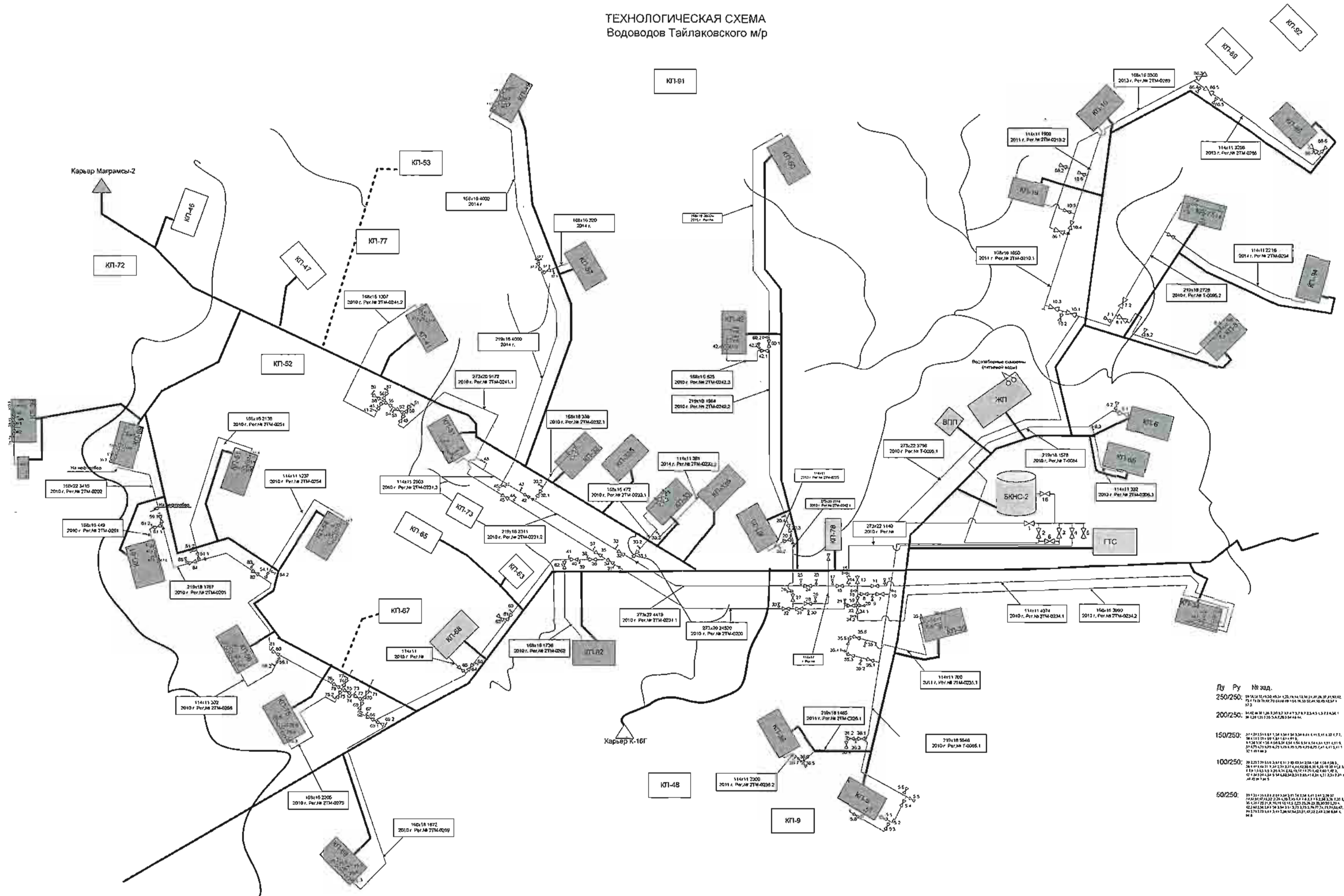
" - значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА  
Нефтебзоров Тайлаковского м/р





# ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА Водоводов Тайлаковского м/р



Ду	Ры	№ зад.
250/250	108x16 4000	2014 г.
200/250	219x16 2311	2010 г.
150/250	108x16 4000	2014 г.
100/250	219x16 2311	2010 г.
50/250	108x16 4000	2014 г.