

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 117:

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

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

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

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

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

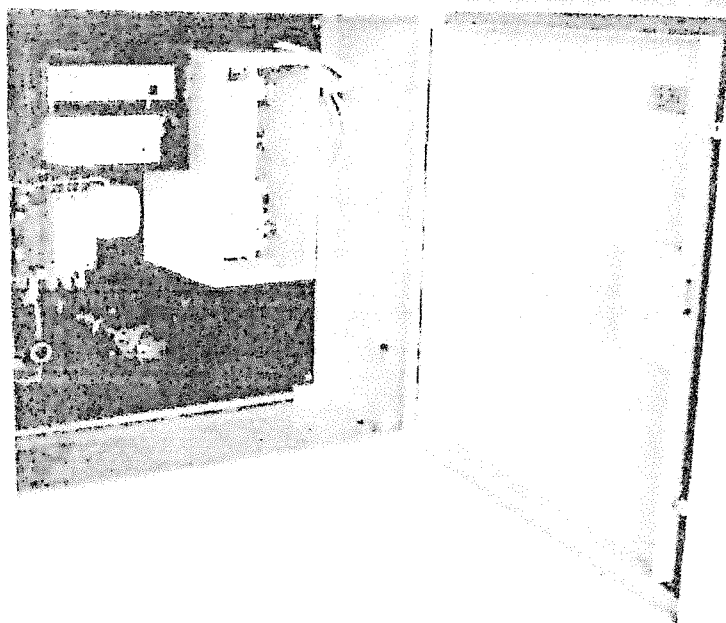
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУНП-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водонепроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратного и далее посредством СТМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК ИТН-3 Северо-Покурского месторождения Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 117.» до 29.10.2015г.

Начальник ОА

С.В. Паливайко



Станция СТК-ZK реализует:

Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;

Телеуправление объектами;

Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;

Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

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

Технические характеристики:

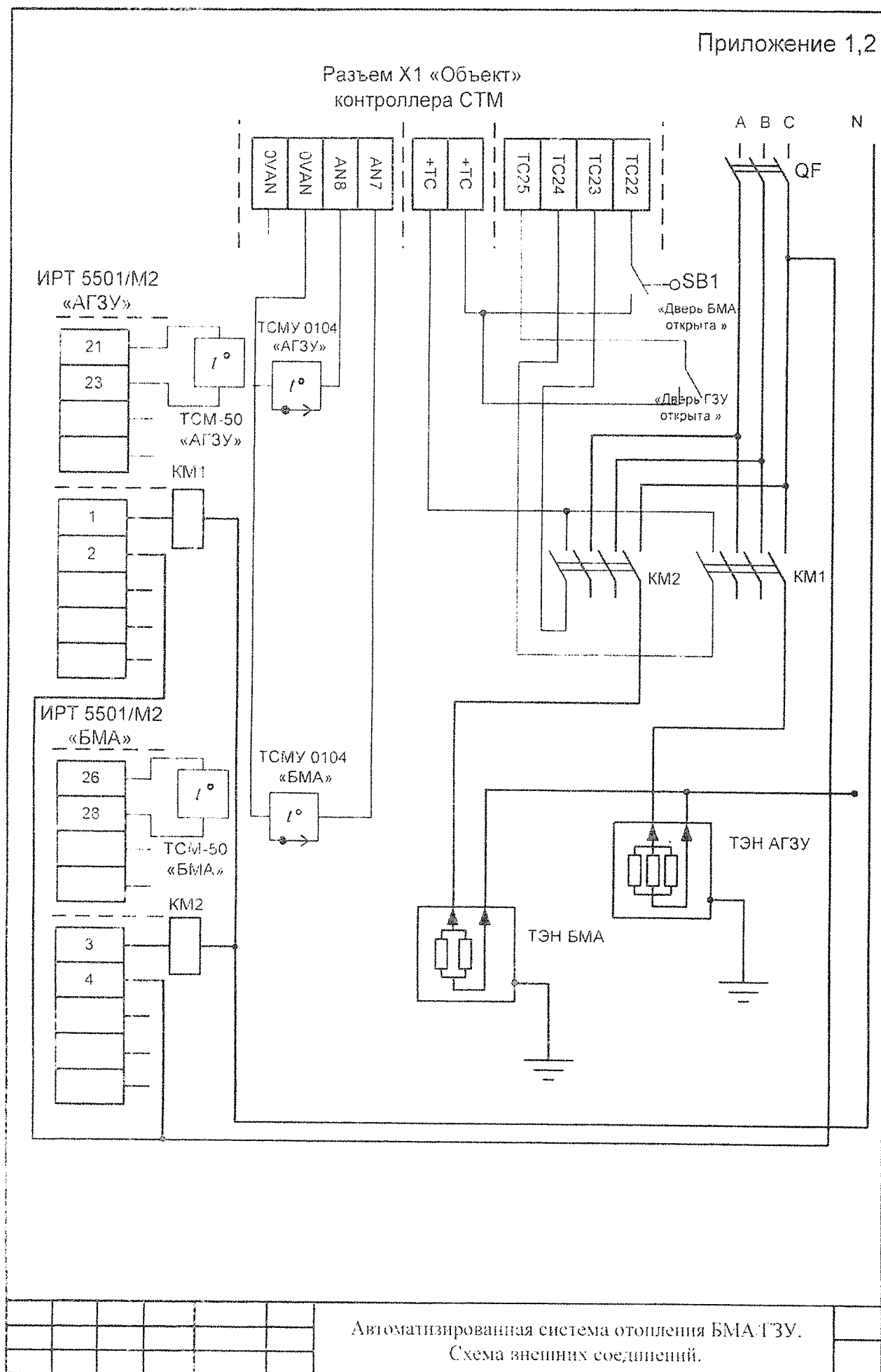
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

Масса, кг, не более: 40

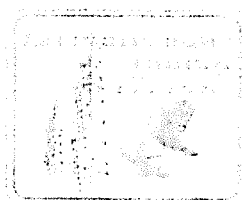
Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



Автоматизированная система отопления БМА, ГЗУ.
Схема внешних соединений.



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. Нидневартовск,
Базальный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д. 8, строение 17
телефон 3466314-114-44
факс 3466314-114-01
E-mail: info@avto-svz.ru

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

Исх. № 12-12-12-12-12-12

« 12 » 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 117.**

1. Радиоканал АСУТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти, Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на проектной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,5750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти, Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенны необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0875 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

Лист 4 листи.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 117.» до «~~31~~» ~~12~~ 201~~6~~г.

Генеральный директор

А.В. Курчук



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ

Китайгородский проезд, д.7, стр.2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-77-30

2010 г. № _____
На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ
на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0875

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул. № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра. 628684
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021181 и приказ Россвязьохркультуры от 04.03.2008 № 101.

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

Начальник Управления

разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

Приложение: Настоящее разрешение без
недействительно.

радиочастот или радиочастотных каналов



Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0875

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. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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

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

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

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

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-7, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

Основные технические характеристики оборудования сети								
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц						
	на прием	146,0-174,0 МГц						
Класс излучения:	ВК50F1D							
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт							

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (прием АС)
БС	Нижневартовский рн, Северо-Похурское месторождение 61N06 75E47	40,0	7,0	0-360/0/вертикальная	25,0		156,5750	156,5750
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/0/вертикальная	10,0		156,5750	156,5750

Начальник Управления разрешительной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия



А.А. Панков

Федеральная служба по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

РАДИОЧАСТОТНАЯ СЛУЖБА

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

РАДИОЧАСТОТНЫЙ ЦЕНТР УРАЛЬСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

Филиал ФГУП "РЧЦ УрФО"

по Тюменской области

ул. 3376, г. Тюмень, 625013, тел. (3452) 360-810, факс: (3452) 360-800 e-mail: 72@urfc.ru http://urfc.ru

СВИДЕТЕЛЬСТВО

ОБ ОБРАЗОВАНИИ ПОЗЫВНОГО СИГНАЛА ОПОЗНАВАНИЯ

№ 86-09/22397

Дата выдачи: 16.11.2009

Выдано Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис",

зарегистрированному по адресу: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель № 23, 2П-2, № 39, строение 5,

в подтверждение того, что ему образован позывной сигнал (сигнал опознавания) МУШКА.

для опознавания радиоэлектронного средства Vestek VX-2500, серийный № 61240446, радиослужба: сухопутная подвижная служба.

Использование образованного позывного сигнала опознавания радиоэлектронного средства должно осуществляться в соответствии с Регламентом радиосвязи Международного союза электросвязи, нормативными правовыми актами Российской Федерации и решениями ГКРЧ, устанавливающими условия использования радиоэлектронных средств в Российской Федерации.

Основания: разрешение на использование радиочастот: № 07-002591 от 26.03.2007.

Заместитель генерального
директора - директор филиала



А. Г. Коровин

А. Г. Коровин
(Доверенность №704 от
25.12.08 г.)

Рогова
(3452) 360-835

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ,
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре и Ямало-Ненецкому автономному округу
(Республике, краю, области, автономной области)

СВИДЕТЕЛЬСТВО
о регистрации радиоэлектронного средства
серия 86 09 № 21823

г. Ханты-
Мансийск

Дата выдачи: « 30 » декабря 2009 г.

Настоящим свидетельством удостоверяется, что Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций зарегистрировано радиоэлектронное средство

БС выделенной сети радиосвязи Verex VX-2500EV, 61240446

(тип, наименование и заводской (серийный, учетный) номер радиоэлектронного средства)

принадлежащее Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис"

(полное наименование юридического лица, фамилия, имя, отчество физического лица)

АДРЕС МЕСТА УСТАНОВКИ ХМАО-Югра, Нефтеюганский р-н, Западно-Усть-Балыкское м/р, УГП

(для стационарного радиоэлектронного средства)

ПОЗЫВНОЙ СИГНАЛ (СИГНАЛ ОПОЗНАВАНИЯ) Мушка

(при необходимости наличия)

ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЙ НОМЕР В СЕТИ СВЯЗИ

(при необходимости наличия)

ОСНОВАНИЯ разрешение на использование радиочастот: от 26.03.2007 № 07-002891

(дата и номер решения ГКРЧ или разрешения на использование радиочастот)

Условия размещения и параметры излучения зарегистрированного радиоэлектронного средства должны соответствовать требованиям документов, послуживших основанием для регистрации.

ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ДО « 25 » марта 2017 года

Руководитель


подпись, печать

Ш.А. Хвсанов

«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №117»
(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Северо-Покурское месторождение**
(адрес расположения объекта)

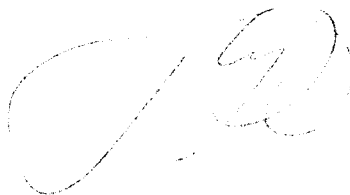
№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №117 (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВП 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	
Нефтегсбор от куста скважин №117 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора	

		продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №117			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная	Категория наружных установок по	В соответствии с

	опасность	взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №117			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №117			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных	Вероятность землетрясений, карстовых	

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

Ведущий инженер
ОПОМ ДПРНыОМ



А.И. Лузин

Северо-Покорское месторождение.
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

Наименование	Индекс пласта						
	АВ _{1,2}	БВ ₆	БВ ₈	АВ _{3,7}	БВ _{6,2}	БВ _{3,1}	ЮВ ₁
Средняя глубина залегания, м	1725 – 1800	1780 – 1810	2235 – 2255	1780 – 1840	1900 – 2935	1987 – 2070	2523 – 2540
Тип залежи	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый	Пласт. сводов., структурно-литологический	Пластово-сводовый, структурно-литологич.	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый, структурно-литологич.
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	158909	89629	88019	11147	31864	17357	20034
Средняя общая толщина, м	8 – 20	22	35	до 20		14 – 22	
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,87 – 4,73	6,54	1,98 – 7,03	2,57 – 2,86	2,64 – 6,07	4,75 – 5,24	5,97
Средняя водо насыщенная толщина, м	4,7	4,52	3,46				
Пористость, %	23 – 25	21	20	24 – 24,8	22 – 23	23	15 – 16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,52 – 0,58	0,62	0,50 – 0,60	0,46	0,52 – 0,64	0,46 – 0,54	0,51 – 0,61
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,43 – 0,47	0,58	0,48 – 0,60	0,39 – 0,50	0,49 – 0,57	0,45 – 0,59	
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	216 – 609	336	21,5 – 293	216	23 – 1243	49 – 78	5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,28 – 0,40	0,46 – 0,64	0,15 – 0,58	0,27 – 0,28	0,24 – 0,46	0,34 – 0,37	0,3
Коэффициент расщеплености, доли ед.	3,5	1,3	3,0				
Начальная пластовая температура, °С	1420	830	1790	1470	1510	750	1000
Начальное пластовое давление, Мпа	15,9 – 17	19,1	19,8 – 20,6	16,2	17,0 – 17,2	18,7 – 18,9	18,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	2,3-3,07	1,52	0,95-1,12	3,7	3,4 – 3,7	3,4	0,77
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,786 – 0,810	0,789	0,763 – 0,767	0,823	0,798-0,827	0,791-0,836	0,702
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,858-0,868	0,858	0,848	0,798 – 0,874	0,868-0,869	0,868	0,841
Абсолютная отметка ВНК, м	-1687 – 1700	-2088 – 2103	-2170 – 2234	-1742 – 1775	-1890 – 1950	-1969 – 2023	-2469 – 2506
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,103 – 1,142	1,13	1,152	1,09 – 1,13	1,074-1,078	1,078	1,307
Содержание серы в нефти, %	0,78 – 0,89	0,81	0,72 – 0,82	1,24	1,18 – 1,29	1,12 – 1,13	0,42
Содержание парафина, %	1,67 – 2,3	2,06	1,24 – 1,54	1,67 – 3,49	1,84 – 2,94	1,22 – 1,31	1,54 – 2,56
Давление насыщения нефти газом, Мпа	8,2 – 9,3	8,4	8,3 – 8,7	7,4	7,1 – 8,3	9,0	8,7
Газосодержание, м ³ /т	45,2 – 54,1	53,2	67,8 – 72,7	32,4	35,8 – 41,5	42,6 – 56,2	72,7
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,5		0,45 – 0,5	0,5	0,5	0,5	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,993	0,993	0,993				
Средняя продуктивность, 10 м ³ /сут. Мпа	6,8	6,8	5,0 – 9,1		14,5	7,0 – 12,0	

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин
« / » 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Куст скважин № 119»

1. Месторождение, район строительства	Северо-Покурское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.119 - т.вр.в н/сб с к.15,41,14» Высоконапорный водовод «т.вр.к. 14- к.119»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.119 - т.вр.в н/сб с к.15,41,14» От к.119 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Северо-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут/$Q_{н}$ т/сут - 945/356 Давление в точке подключения – 9 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 219мм., дополнительно определить по результатам изысканий.</p> <p>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.14- к.119» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.117 Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут – 900. Давление в точке подключения – 107 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 273мм.</p> <p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>– Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>– При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</p> <p>– Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.</p> <p>– Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</p> <p>– Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям</p>

- эксплуатации проектируемого объекта;
- Проектом предусмотреть установку УДХ на 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.
 - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);
 - На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
 - Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;
 - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
 - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;

2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
 - Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку
 - В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
 - Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.
 - Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;
 - При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;
 - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
 - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
 - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.
 - На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны.
 - При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.

6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» и с ПТО ВНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. - Результаты изысканий согласовать с ПТО ВНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

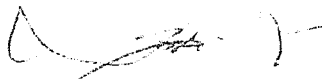
Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНГ ДТТ



Е.А. Войтович

СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н. Бессонов

Главный инженер ВНГДУ ОАО СН-МНГ



Р.А. Мережкин

Главный инженер
управления «Сервис-нефть» ОАО СН-МНГ



Р.Б. Паливода

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №119 Северо-Покурского м/р. Приложение №1 к ТУ

К-15

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L-1,8 км.

627p

41

2 Этап. Проектируемый
Высоконапорный водовод L-1,6 км.

К-14

Предусмотреть подключение
нефтегазопровода к узлу ЗКП

Исполнитель

Должность:

Ведущий инженер ГИИП

Ф.И.О.:

Войтович Е.А.

подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

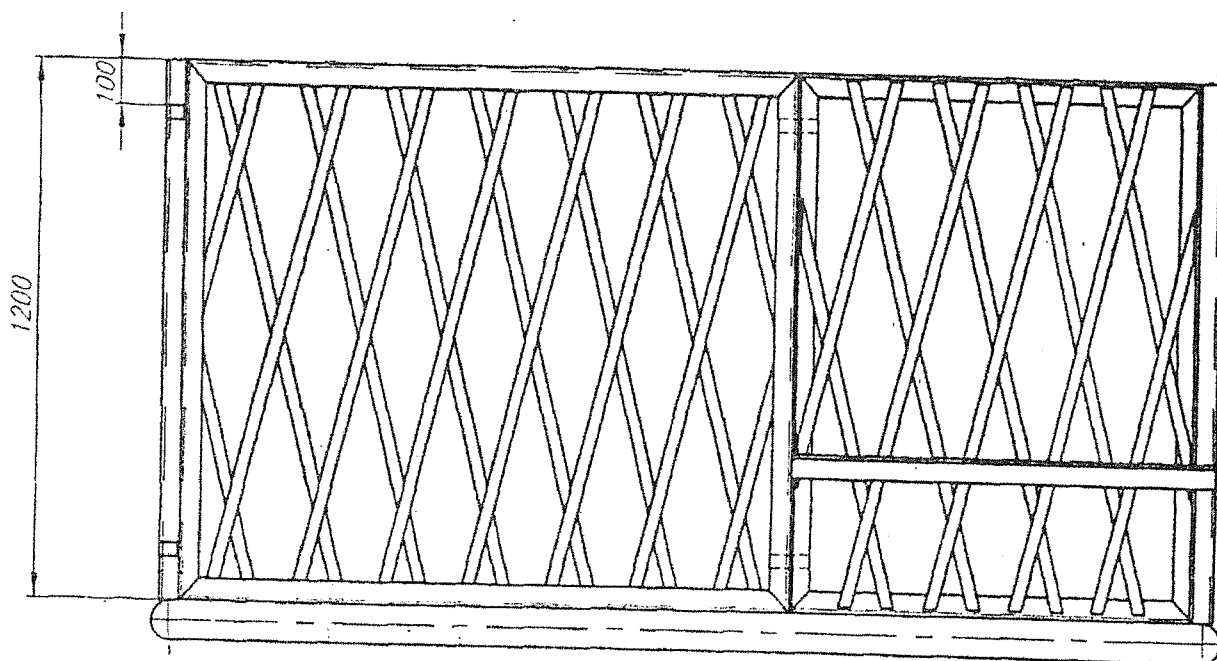
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

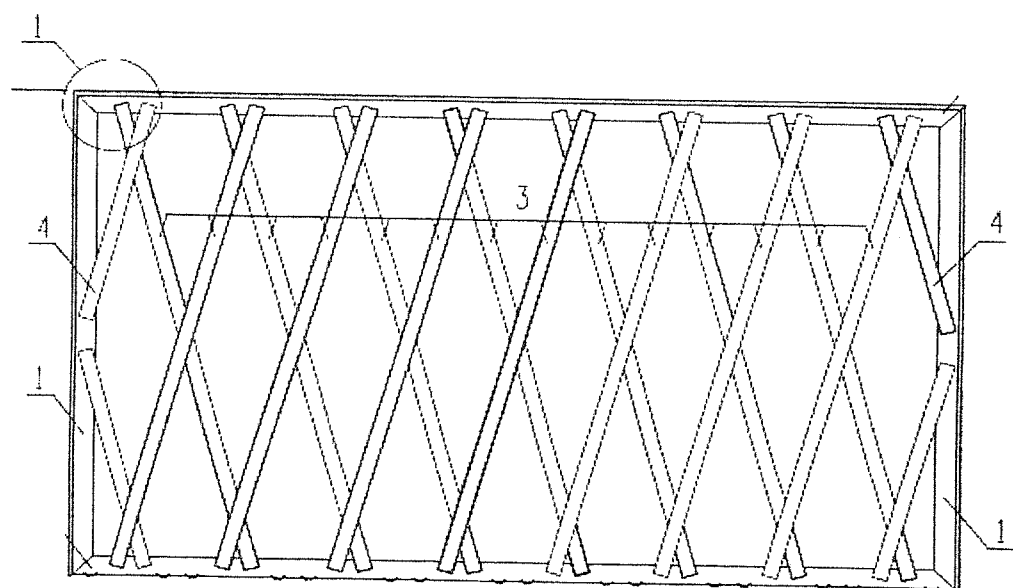
 - Газопроводы – желтый цвет;

 - Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

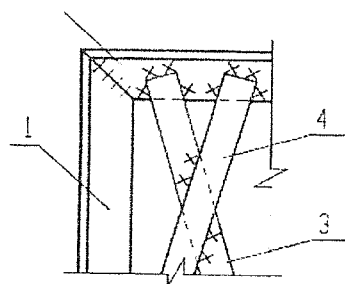
 - Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Секция ограждения



1



СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

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

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

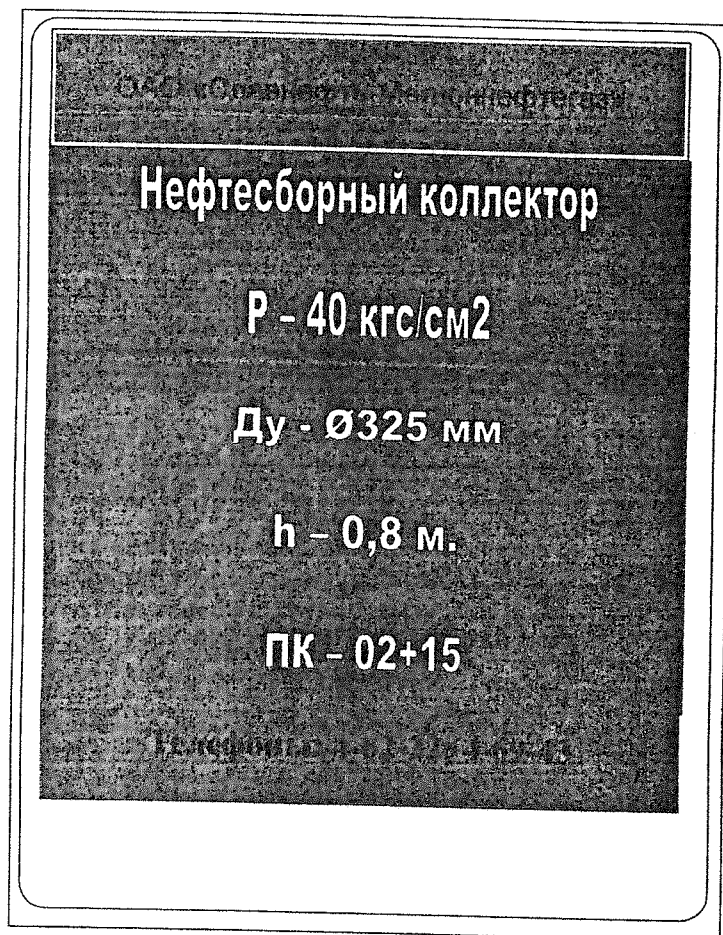
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий

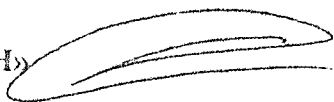


Технические условия № 391-2014 от 24.11.2014 г.
на электроснабжение КП-119 Северо-Покурское м/р.
Запрашиваемая мощность: -- 551 кВт.

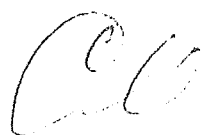
1. Подключение электроустановок КП-119 возможно только после выполнения технических условий №02-14/3879 от 13.12.12г. на электроснабжение КП-104, выданных ООО МЭН.
2. Разработать проект электроснабжения КП-119 Северо-Покурское м/р.
3. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
7. Проектом предусмотреть:
 - 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-119 Северо-Покурского м/р.
 - 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 7.4. Точки подключения: Проектируемые ВЛ-6кВ яч.9,10 ЗРУ-6кВ ПС-110/35/6кВ «Еловая» на КП-104. Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опор в точках врезки.
 - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования ЗРУ-6кВ ПС-110/35/6кВ «Еловая» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 7.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-119 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-119 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 7.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных одитрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 7.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги -- не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 7.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-

- 6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 7.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
 - 7.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
 - 7.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
 - 7.20. Линейные разъединители на первых отпасах и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-119.
 - 7.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
 - 7.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
 - 7.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-119 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
 - 7.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
 - 7.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
 - 7.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

 В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

 В.Е. Сыровосжкин



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

На № _____ 2014г.

№ _____ 05-2015
от _____ 2014г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

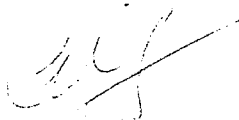
В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИТ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 34б, 157 Аганского месторождения, КП №№ 4б, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 34бис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.

11.05.2015
13.10.14

Приложение
:

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

С уважением,



М.Ф. Старицын

Проектные данные по КИ № 119 Северо-Покурского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Глас	Кол-во скважин					объем добычи			объем закачки м³/сут	Давление нагн атм	Газо-содерж-е м³/м³	Темп-ра град	
				всего	добыв	с отрабо	нагн	водоаб	жидк	газ						
											без отрабо					
Ватинское ИЛДЗ																
1	Северо-Покурское	119	АВ1(3), Б8	12	8	1	3	0		945	356	900	А1(3) - 120, Б8 - 140	А1(3) - 36, А1(5) - 64, Б8 - 61		
1	Итого по месторождению															

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 119 Северо-Покурекского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q _{пуск.} м ³ /сут по жид	Q _{пуск.} т/сут по нефти	%
С-Покурекское	119	гор	AB ₁ ³	65	34	40
		нагн, в пнд	AB ₁ ³	30	14	45
		гор	AB ₁ ³	65	28	50
		гор	AB ₁ ³	65	34	40
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в пнд	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в пнд	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		нагн, в пнд	Б8			
		гор	Б8	150	51	60
		гор	Б8	120	41	60
Сумма				945	356	
Ср. Q				105	40	

Динамика основных показателей разработки КП № 119 Северо-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	КП № 119										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - действующих	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	- нагнетательных	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс. т	36	76	49	45	44	42	41	40	39	37
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	116	338	345	345	346	345	345	345	346	345
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	246	329	329	329	329	329	329	329	329	329
1.5	Ресурсы газа, млн. м3	1.7	3.7	2.4	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8

Начальник отдела ОПиМНР

А.М. Горбань



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегийоннефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

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

№ _____ 2014 г.
На № _____

№ _____
от _____ 2014 г.

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

О предоставлении информации

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

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

Приложение: на 20 л., 1 экз.

Начальник ТОПОДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

МБ-857
15.10.14

Перечень скважин КП №119 Северо-Покурского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Обуск. м3/сут по аз. г-ти	Обуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, кВт
Северо-Покурское	А-11	119	гор	А1/3	85	31	40	ДЦН15-60-1500	32
	А-12		нагн. в ППД	А1/3	70	14	45	ДЦН15-30-1500	32
	А-13		гор	А1/3	85	28	50	ДЦН15-60-1500	32
	А-14		гор	А1/3	85	34	40	ДЦН15-60-1500	32
	А-15		гор	Б8	150	51	60	ДЦН15-160-2200	90
	А-16		нагн. в ППД	Б8					
	А-17		гор	Б8	150	81	60	ДЦН15-160-2200	90
	А-18		нагн. в ППД	Б8					
	А-19		гор	Б8	150	51	60	ДЦН15-160-2200	90
	А-20		нагн. в ППД	Б8					
	А-21		гор	Б8	150	81	60	ДЦН15-160-2200	90
	А-22		гор	Б8	150	71	60	ДЦН15-125-2200	63
					Сумма	945	355		
					Ср. Q	195	39		

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

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

25 октября 2014 г.
На № _____

№ АН-2244
от _____ 2014 г.

Начальнику ДНРПО
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
			X	Y	
1.	119	С.-Покурское	771458	378293	315°.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старцын

Иск. данные на 01.10.
12.1.10099

АН-2188
31.10.14

- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ):
 - текущие показания датчиков;
 - временные показатели каждого циклического замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
 - расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
 - исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
 - автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):
 - 1) Аварийные сигналы:
 - выход рабочего давления установки за предельные значения;
 - загазованность 20% в БГ;
 - предельная загазованность 40% в БГ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ИСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
 - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БГ за пределы лимитированного диапазона.
 - 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
 - несанкционированный доступ в установку (БА или БГ);
 - положение КП («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ИСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
 - контроль температуры воздуха в БГ;
 - контроль состояния обогревателя воздуха в БГ;
 - контроль температуры воздуха в БА;
 - контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- 3. Блок гребенок БГ**
- Проектом предусмотреть:
- блок гребенок без использования электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
 - измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа ДРС-М в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
 - контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
 - вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
 - вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 117.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ИКСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
- электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;

- вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «НКАУО-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.

5. Установки 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 НКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «НКБ АСУ нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

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

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 117.

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 ПУО».

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

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

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

Контроль давления

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

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнять взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления с индикацией типа JUMO «TRANS р02».

Контроль уровня

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-11 должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

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

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*, Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНИИ 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»;
- НПБ 88-03 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

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