[illegible] КП №134 Таможенная [illegible]

Местоположение	№ [illegible]	Куст	Напряжение	Пункт	Qрасч. МВАр до КПЭ 20	Qрасч. [illegible] по фидеру	%	Планируемый к [illegible]	Мощность ПРГ, кВт
Лаборатория	[illegible]	133	горн МЕРП	ЮЗ3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-125-2500	90
[illegible]	[illegible]	[illegible]	горн МЕРП	ЮЗ3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ЭШПС-30-2500	63
[illegible]	[illegible]	[illegible]	вода	ЮВ2-3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-30-2500	32
[illegible]	[illegible]	[illegible]	горн МЕРП	ЮЗ3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-125-2500	90
[illegible]	[illegible]	[illegible]	вода	ЮВ2-3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-30-2500	32
[illegible]	[illegible]	[illegible]	горн МЕРП	ЮЗ3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-125-2500	90
[illegible]	[illegible]	[illegible]	вода	ЮВ2-3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-25-2500	32
[illegible]	[illegible]	[illegible]	горн МЕРП	ЮВ2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ЭШПС-160-2500	90
[illegible]	[illegible]	[illegible]	вода	ЮВ2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-25-2500	32
[illegible]	[illegible]	[illegible]	горн МЕРП	ЮВ2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-125-2500	90
[illegible]	[illegible]	[illegible]	вода	ЮВ2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-25-2500	32
[illegible]	[illegible]	[illegible]	горн МЕРП	ЮВ2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	ШПС-125-2500	90
				Сумма	994	526			
				Cos Q	83	44			

ЛАВ ЕФТЬ

Приложение №5

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР
ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

На № _____ 2014 г.

№ АН-2253
от _____ 2014 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.

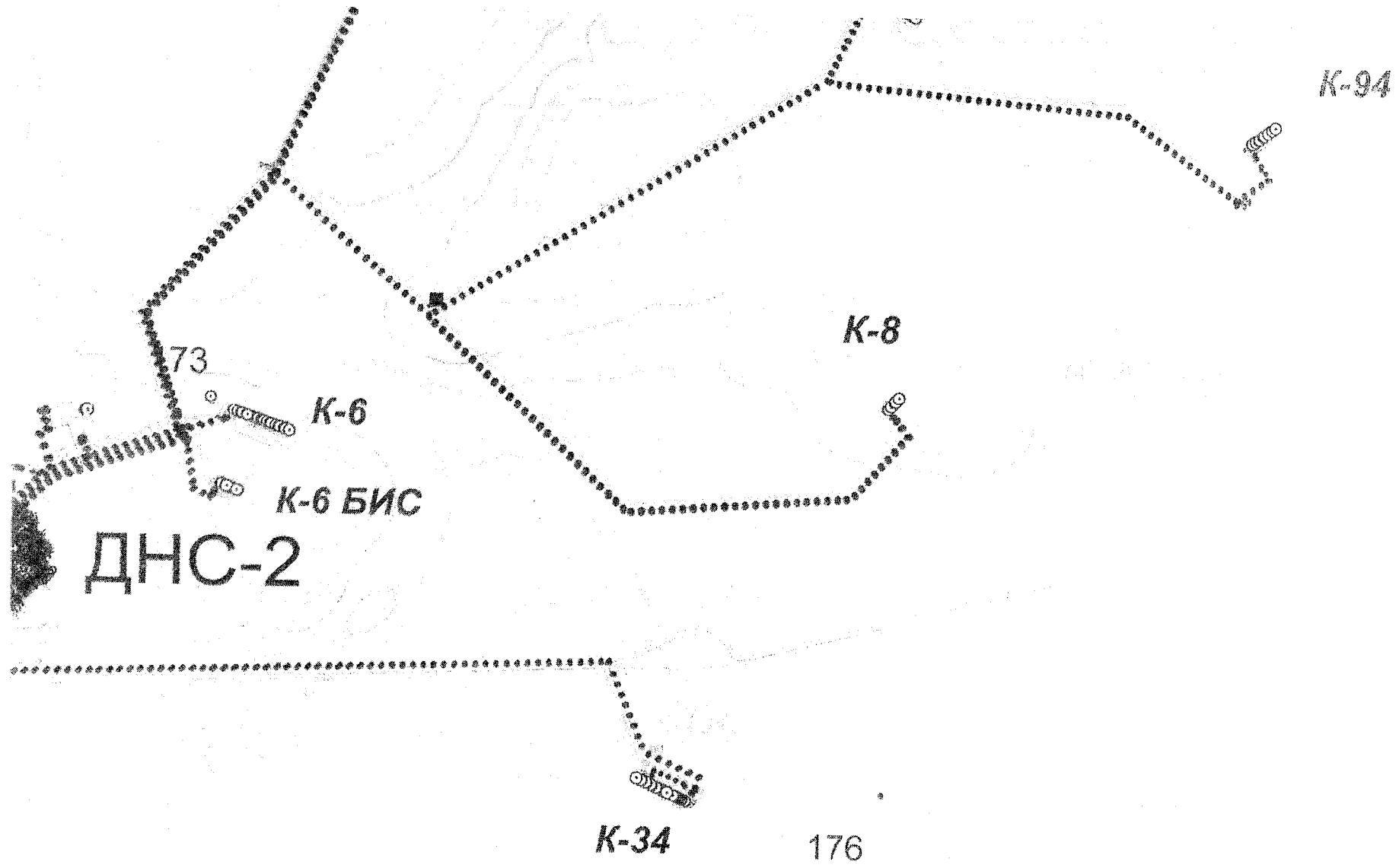
№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты X	Координаты У	НДС
1.	134	Тайлаковское	559343	633388	30°.

Главный маркшейдер

Начальник департамента геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старицын



2

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

08 12 2014г. № АТ-46/1428
На № _____ от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

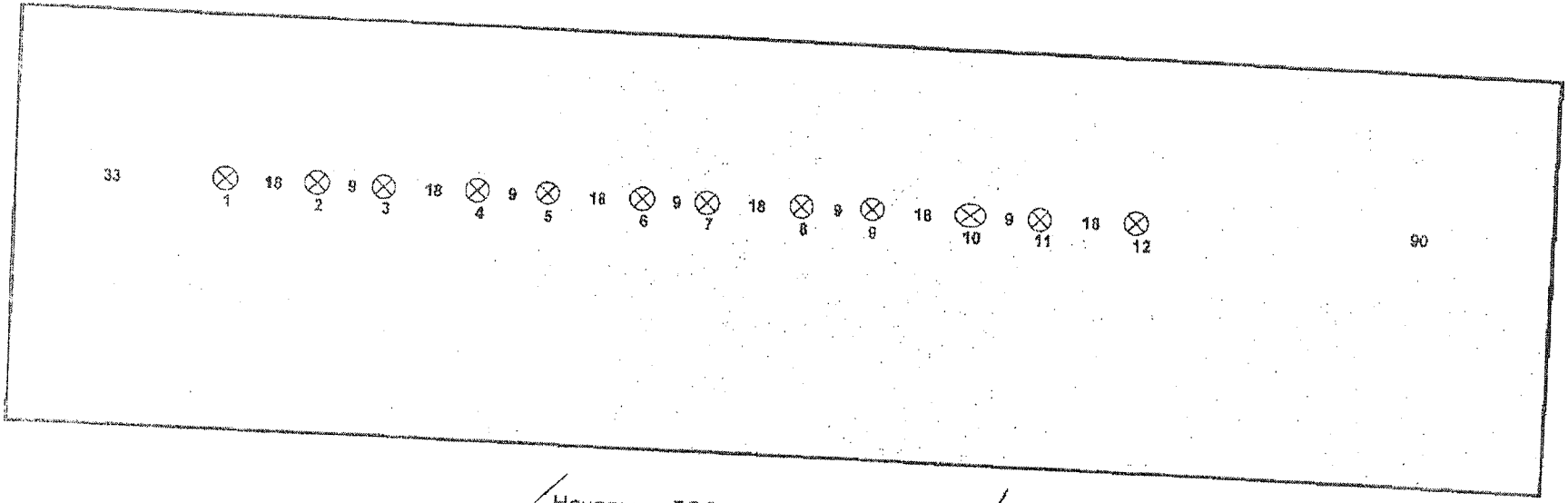
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, сообщаю Вам, что по нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания и количество отходов бурения с одной скважины:

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

С уважением,
Начальник ПТО по СС **А.Н. Терешун**

А.Д. Шинкарев
8(34643) 47-998

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Начальник ДСС Д.А. Брюхов

Гл. специалист ПТО ДСС Д.И. Уразаев

Приложение №7

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

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

29 октября 2014 г.
На № _____

№ 3-19-7583
от _____ 201_ г.

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

О предоставлении ТУ.

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

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

Приложение:

Технические условия 390 л.

Начальник отдела С.В. Пилиайко

[illegible]
[illegible]-19-76

27.10.2014

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 134».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 134», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В состав основных блоков автоматизации АСУ ТП входит:

Куст скважин № 134 в составе:

- Фитинг установки АГЗУ.

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 134» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CTM ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 4 Тайлаковского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

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

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование баз данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога с специалистами нефтегазодобывающего производства организации (АРМы);
- формирование оперативных сводок, отчетных и прочих документов;

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

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

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 134:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
  - 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 аппаратурный (БА).

В состав блока аппаратурного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CTM ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

- микроконтроллер «CTM-ZKM»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы и перфейсные.

Приложение № 1.1:

Станция СТК-ZK и лабиринто присоединительные разъемы – 1 лист.

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контроля:

- дискретные сигналы передаются по интерфейсу RS485;
- точное измерение расхода включает работу с высокоточными расходомерами;
- автоматическое и ручное управление процессом сепарации;

вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ):

- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
- положение КПО («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. *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 – 134.

4. *Системы контроля электрообогрева обратных клапанов нефтесобывающих скважин*

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ПК АУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктическое [illegible]»;
- электрообогрев оборудования [illegible] (разрыв [illegible]);
- вывод информации [illegible] «[illegible]» – состояния запорной арматуры управляемой [illegible] 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 «ПСАУЭ-УМ».

- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КГПН.

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

точку подключения для питания системы электрообогрева в КГПН.

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

5. *Установка дозирования химреагентов УДХ*

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

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

- контроль за состоянием дозировочных 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 134.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МП2-У» и «МП4-У» (АО «Манометр», г. Томск)

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

Контроль уровня

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:
Автоматизированная система отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист.

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства 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.

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 № 134:

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

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

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

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

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

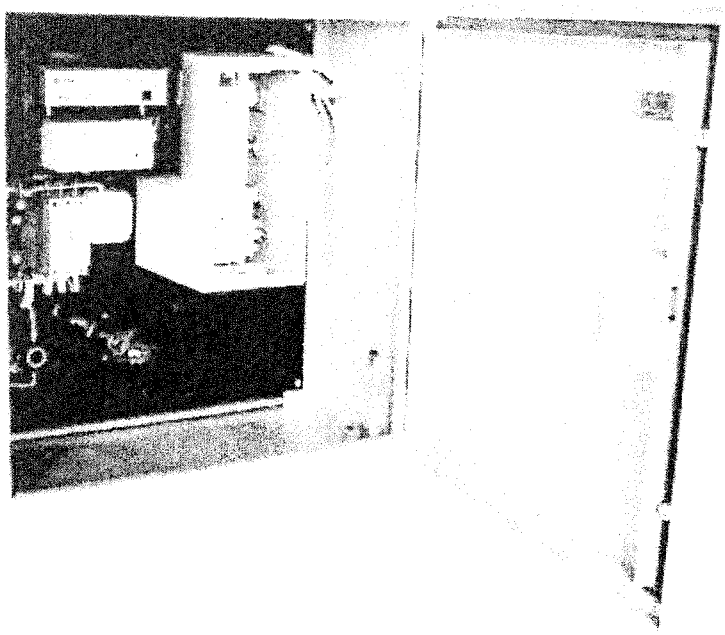
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 134.» до 27.10.2015г.

Начальник ОА **С.В. Наливайко**

Приложение №1.1



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

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

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

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

Технические характеристики:

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

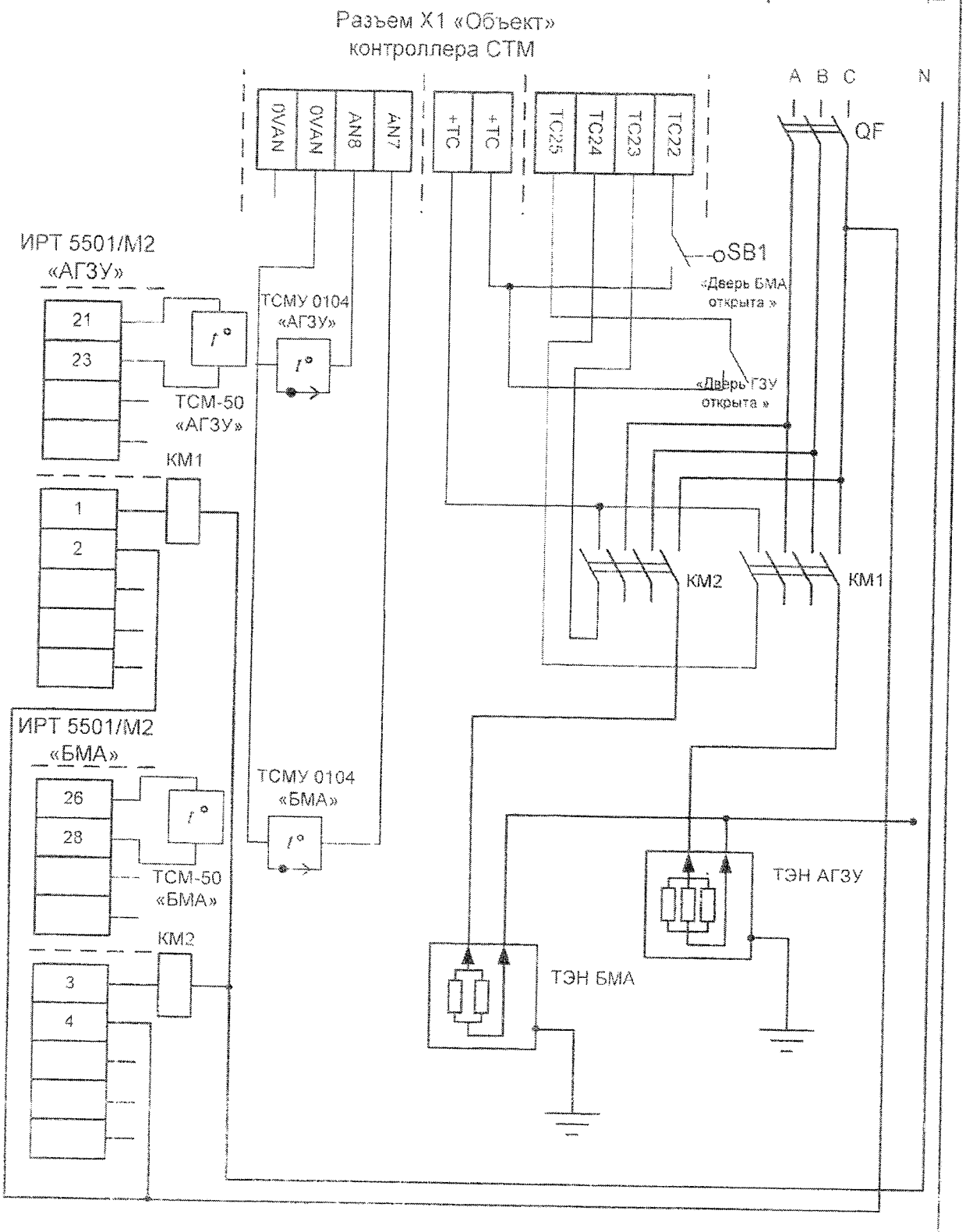
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Приложение 1,2



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. Нижневартовск
Западный промышленный узел
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-11-44
факс (34643) 4-11-04
E-mail:

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

Исх.№ _____ «___» _____ 2014г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ ОБЪЕКТАОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 134.

1. Радиоканал АСУ ТП

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

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

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

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,3750 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

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

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

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

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-007575 от 16.04.2007 срок действия до 15.04.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 134.» до «16» 10 2015г.

Генеральный директор **А.В. Курчук**

МИНИСТЕРСТВО
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И СВЯЗИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
СВЯЗИ
(РОССВЯЗЬ)

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

_____ № _____

на № _____

РАЗРЕШЕНИЕ
на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 07-007575

От 16.04.2007 (дата выдачи) Срок действия до: 15.04.2017 (дата)

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

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

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление пользователя, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 05.12.2006 № 05-3-031237.

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

Заместитель руководителя С.А. Булавка

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

Приложение
к разрешению на использование радиочастот или радиочастотных каналов
от «16» 04 2007 № 07-007575

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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

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

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

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

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

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

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

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

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

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

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

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

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

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

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

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

Заместитель руководителя
Федерального агентства связи

С.А. Буланча

Всего прошито, пронумеровано и скреплено печатью 3 (три) листа

Зам. начальника Управления [illegible]
прописанных и подтверждающих [illegible]
соответствия оригиналу [illegible]

Приложение №8

«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин №134»
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	*Признаки*	*Идентификация по признакам*	*Примечание*
Куст скважин №134 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтесбор от куста скважин №134 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 №134			
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 №134		
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).
	Автомобильная дорога на куст скважин №134		
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 относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Начальник ОПОМ ДПРПиОМ **Д.В. Волков**

Приложение №9

Таблица 1

[illegible] месторождения

Параметры	Пласты				
	$Ач_1^1$	$Ач_2$	$Ач_1$	$Ач_1^2$	$Ач_1^3$
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	1	1	2	1	2
Тип залежи	пластовые сводовые		пластовые сводовые литологически экранированные		
Тип коллектора	терригенный поровый				
Площадь нефтеносности, тыс. м (С [illegible])	3273	15588	3253	7598	25898
Средняя общая толщина, м	24.1	27.8	9.8	33.5	9.5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5.9	6.2	1.4	2.6	1.9
Пористость, доли ед.	0.18	0.18	0.16	0.19	0.18
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0.62	0.58	0.56	0.46	0.59
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	1.5	1.6	0.6	1.0	3.2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.66	0.47	0.31	0.13	0.37
Расчлененность, ед.	11	11	3.0	1.5	3.4
Пластовая температура, °С	78	78	78	78	78
Пластовое давление, МПа	25	25	25	25	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
Плотность нефти					
в пластовых условиях, г/см^3	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
в стандартных условиях, г/см^3	0.891	0.891	0.891	0.891	0.891
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087
Давление насыщения нефти газом, МПа	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Газосодержание нефти, м^3/т	38	38	38	38	38
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см^3	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979
Коэффициент сжимаемости нефти [illegible], 1/МПа	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0.466	0.466	0.436	0.326	0.475

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласт $Ю_1^2$
Категория запасов	[illegible]
Тип залежи	[illegible] сводовые тектонически и литологически экранированные
Тип коллектора	терригенный поровый
Средняя глубина залегания (а.о.), м	2341,9
Площадь нефтеносности, тыс.м² (C_1+C_2)	17932
Средняя общая толщина, м	29
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (C_1+C_2)	6,3
Пористость, доли ед.	0,18
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед. (C_1+C_2)	0,52
Проницаемость, 10^{-3} мкм²	9,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,40
Расчлененность, ед.	5,0
Пластовая температура, °С	80
Пластовое давление, МПа	26,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,73
Плотность нефти	
в пластовых условиях, г/см³	0,836
в стандартных условиях, г/см³	0,882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,043
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,3
Газосодержание нефти, м³/т	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39
Плотность воды в пластовых условиях, г/см³	1,01
Коэффициент сжимаемости, 10^{-4} 1/МПа	
нефти	11,9
пористой среды	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0,462

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты	
[illegible]	Ю1	Ю1
	19	13
[illegible]	[illegible] геологически и гидродинамически связанные	
Тип коллектора	[illegible]	[illegible] поровый
Средняя глубина залегания [illegible] м	2660.8	2601.9
Площадь нефтеносности, тыс. м²	3[illegible]329	43779[illegible]
Средняя общая толщина, м	13.1	16.2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3.0	6.7
Пористость, доли ед.	0.16	0.15
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0.52	0.52
Проницаемость, 10^{-3} мкм²	17.5	16.8
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.58	0.49
Расчлененность, ед.	2.0	3.4
Пластовая температура, °С	83	83
Пластовое давление, МПа	26.5	26.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4.75	4.33
Плотность нефти		
в пластовых условиях, г/см³	0.862	0.865
в стандартных условиях, г/см³	0.882	0.882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.043	1.043
Давление насыщения нефти газом, МПа	8.9	5.1
Газосодержание нефти, м³/т	26	26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.36	0.36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см³	1.01	1.01
Коэффициент сжимаемости, 10^{-4} 1/МПа		
нефти	13.9	13.9
пористой среды	1	1
Коэффициент вытеснения нефти при рабочем агенте, доли ед.	0.442	0.442

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласты		
[illegible]	Ю[illegible]	Ю[illegible]	Ю[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	2675.6	[illegible]
Литология	пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные		
Тип залежи	пластовый		
Площадь нефтеносности, тыс м²	[illegible]	93736	42120
Средняя общая толщина, м	48.9	12.4	24.0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	12.7	1.1	6.7
Пористость, доли ед.	0.17	0.17	0.17
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0.58	0.56	0.51
Проницаемость, 10⁻³ мкм²	25.7	21.7	23.2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.59	0.37	0.42
Расчлененность, ед.	9.5	2.0	5.3
Пластовая температура, °С	85	85	85
Пластовое давление, МПа	27	27	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5.4	5.1	5.4
Плотность нефти			
в пластовых условиях, г/см³	0.850	0.850	0.850
в стандартных условиях, г/см³	0.882	0.882	0.882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.053	1.053	1.053
Давление насыщения нефти газом, МПа	5.8	6.8	6.8
Газосодержание нефти, м³/т	24	21	23
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.36	0.36	0.36
Плотность воды в пластовых условиях, г/см³	1.01	1.01	1.01
Коэффициент сжимаемости, 10⁻⁴, МПа			
нефти	11.9	11.9	11.9
пористой среды	1	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0.509	0.482	0.431

Окончание таблицы 1

Параметры	Пласты	
	$Ю_1^1$	$Ю_1^2$
[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	пластовые водонефтяные тектонически и литологически экранированные	
Тип коллектора	терригенный поровый	
Запасы нефтенасыщенности, тыс.м³ (C_1+C_2)	14680	16594
Средняя общая толщина, м	37.5	22.1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м (C_1+C_2)	19.3	7.6
Пористость, доли ед.	0.15	0.13
Средняя начальная нефтенасыщенность доли ед. (C_1+C_2)	0.51	0.46
Проницаемость, 10^{-3} мкм²	6.7	10.5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.31	0.39
Расчлененность, ед.	0.5	4.4
Пластовая температура, °С	85	85
Пластовое давление, МПа	27	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5.4	5.4
Плотность нефти		
в пластовых условиях, г/см³	0.850	0.850
в стандартных условиях, г/см³	0.882	0.882
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.053	1.053
Давление насыщения нефти газом, МПа	6.8	6.8
Газосодержание нефти, м³/т	24	24
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.36	0.36
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	1.01	1.01
Коэффициент сжимаемости, 10^{-4} МПа		
нефти	11.9	11.9
пористой среды	1	1
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом, доли ед.	0.431	0.370

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

Наименование		Горизонт, пласт				
		Аптимовская пачка	$Ю^1_1$	$Ю_2$	$Ю_1$	$Ю^1_2 - Ю^1_1$
Вязкость кинематическая, сСт при 20 °С		24,46	-	54,50	58,96	-
50 °С		8,78	25,90	26,37	22,87	-
Температура начала кипения, °С		123	125	125	148,0	122,0
Температура застывания нефти, °С		(-6)	(-18)-(-9)	(-25)-(+7)	(-5)-(+12)	(-13)-0
Массовое содержание, %	Серы	1,44	1,45	1,48	1,47	1,50
	Смол силикагелевых	11,13	10,20	9,40	9,0	11,0
	Асфальтенов	5,47	8,78	7,72	6,44	7,81
	Парафинов	2,99	3,13	2,67	3,0	2,26
	Воды	1,74	н/опр	3,15	5,4	-
	Солей	49	н/опр	220	125,5	-
Азота, %		0,22	-	0,15	0,13	-
Температура плавления парафина, °С		55,8	58	57	60,3	58
Объемный выход фракций, %	до 150 °С	2,9	4,1	3,93	3,1	6,4
	до 200 °С	12,0	11	9,71	7,13	10,8
	до 250 °С	20,00	16,8	16,07	14,5	22
	до 300 °С	34,0	30	31,0	28,6	42
Плотность нефти, кг/м³		895	906	903	903	900
Коксуемость, %		7,61	8,78	7,94	6,07	-
Молярная масса, г/моль		303	н/опр	308	284	-
Коэффициент светопоглощения		991	н/опр	1007	687	-

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

Таблица 2.5 – Физико-химические свойства пластовых вод Тайлаковского месторождения

Наименование			Водоносный комплекс I			Водоносный комплекс II
			Пласт $Ю_2$	Пласт $Ю_2^2$	Пласт $Ю_2^1$	Пласт $Ю_1$
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na^+	7500	5714	6857	5524
		K^+	125	120	170	-
		Ca^{2+}	164	230	266	492
		NH^{4+}	30	15	32,5	-
		Mg^{2+}	35	40	27	21,9
	анионы	Cl^-	11134	8156	9929	8875
		SO_4^{2-}	н/обн	8	н/обн	75
		NO_2^-	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO_3^{2-}	48	н/обн	н/обн	36
		HCO_3^-	1659	2025	1830	841
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л		HBO_2^-	11,2	31,74	46,55	18
		J^-	6,13	6,02	6,97	18,84
		Br^-	11,2	31,86	39,42	57,43
		F^-	0,48	0,57	5,7	-
Коллоиды		SiO_2	26	45	37	5,2
pH, ед			7,08	8	6,9	8
Sr, мг/л			41	-	52	-
Минерализация, мг/л			20695	16293	19079	16486
Нафтеновая кислота			0,52	нет воды	0,34	-
Плотность воды при 20°С, г/см³			1,014	1,011	1,013	-
Тип воды			Гидрокарбонатно-натриевый			Хлоридно-кальциевый

Продолжение таблицы 2.3

Наименование			Водоносный комплекс III			
			Пласт Ю11			
			скв.158	скв.150	скв.171	Среднее значение
Ионы растворимых солей, мг/л	катионы	Na^+	6143	7668	7667	7159
		K^+	170	(Na+K)	130	150
		Ca^{2+}	334	356	220	303
		NH^{4+}	22,5	-	60	41,25
		Mg^{2+}	46	26,28	18	30,27
	анионы	Cl^-	9929	11538	10993	10820
		SO_4^{2-}	17	н/обн	н/обн	17
		NO_3^-	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
		CO_3^-	н/обн	н/обн	72	72
		HCO_3^-	1049	1732	1830	1537
Растворимые ионы микроэлементов, мг/л		HBO_2^-	11,68	28,8	57,13	32,54
		J^-	8,56	20,5	10,32	13,13
		Br^-	50,76	95,97	58,32	68,35
		F^-	1,74		0,95	1,35
Коллоиды		SiO_2	33,68	12,1	22	22,59
pH, мЭв			7,45	-	8,55	7,9
Sr, мг/л			87	-	-	87
Минерализация, мг/л			17711	21505	20930	20049
Нафтеновая кислота			1,06	1	0,38	0,81
Плотность воды при 20°С, г/см³			1,012	-	1,0174	1,013
Тип воды			Гидро-натриевый и хлоридно-кальциевый			

Таблица 2.3 - Компонентный состав пластовой нефти, разгазированной нефти и газа по ступеням сепарации

№	Показатели	Состав пластовой нефти, % мольн.	Состав газа и разгазированной нефти, % мольн. При давлении I ст. 0,3 МПа: Газ I ст. сепарации P=0,3МПа T=278К	Газ II ст. сепарации P=0,005МПа T=318К	Разгазированная нефть	При давлении I ст. 0,6 МПа: Газ I ст. сепарации P=0,6МПа T=278К	Газ II ст. сепарации P=0,005МПа T=318К	Разгазированная нефть
1.	Компоненты:							
	CO_2	0,16	0,73	1,24	0,01	0,64	1,21	0,01
	N_2	0,30	1,92	0,32	-	2,11	0,36	-
	Метан	14,65	87,55	45,87	0,18	90,23	49,71	0,20
	Этан	1,21	4,58	11,83	0,23	3,67	11,10	0,22
	Пропан	2,01	3,17	18,99	1,22	2,10	17,04	1,10
	i-бутан	1,36	0,95	8,52	1,31	0,59	7,89	1,22
	n-бутан	1,42	0,64	6,54	1,39	0,39	6,14	1,31
	i-пентан	1,36	0,23	2,97	1,51	0,14	2,88	1,47
	n-пентан	1,28	0,15	2,10	1,46	0,09	2,14	1,42
	Гексан	2,41	0,08	1,53	2,87	0,04	1,53	2,86
	Остаток	73,24	-	-	89,64	-	-	90,19
2.	Молекулярная масса, кг/кмоль	170	18,94	33,79	202,6	18,15	32,63	203,2
3.	Плотность, кг/м³ при 0°С	54	0,845	1,508	862	0,810	1,457	882
	при 20 °С		0,787	1,405		0,755	1,357	

Таблица 3.8. Результаты исследования глубинных проб нефти Тайлаковского месторождения

Пласты	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м³/т		Объемный коэффициент		Плотность нефти, кг/м³			Вязкость нефти, мПа·с		Плотность газа, кг/м³		Температура начальная нефти в графиках, °С
				однократное разгазирование	ступенчатое разгазирование	однократное разгазирование	ступенчатое разгазирование	пластовая	однократное разгазирование	ступенчатое разгазирование	пластовой	сепарированной	однократное разгазирование	ступенчатое разгазирование	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$Ю_2^1$+$Ю_2^2$ (ПЗ 1998г)					38*		1.087*			891*					
$Ю_2^1$(юг)	26.5	80	6.75	30.33	25.52	1.064	1.046	862	888	883	3.95		1.07	0.865	
$Ю_2^1$(север)	27	92	8.75	56.84	48.05	1.230	1.203	750.0	871.6	863.2	2.25	27.05	1.114	0.935	
$Ю_2^2$(север)	27.6	86.0	5.1	30.92	26.12	1.129	1.100	801.6	880.2	875.5	2.77	35.0	1.113	0.866	
$Ю_2^2$(юг)	25.9	80	5.75	34.77	30.76	1.192	1.134	795.1	883.2		3.27		0.95		
Начальные по $Ю_2^1$+$Ю_2^2$	26.5	80	6.77	29.83	27.47	1.052	1.049	862	883	879	5.50	-	1.03	0.82	
Текущие по $Ю_2^1$+$Ю_2^2$	26.4	87	3.4	16.3	12.5	1.142	1.128	788.5	882.5	880.0	2.76	47.49	1.175	0.895	
$Ю_2$ ПЗ 1998г			*6.78*	*30.09*	*25.84*	*1.058*	*1.046*	*864*	*886*	*882*	*4.72*		*0.853*	*0.826*	
$Ю_2$ Пропитка по ГКЗ		*83.5*			*26*		*1.046*	*864*	*886*	*882*	*4.72*				
$Ю_3^1$(север)	27.6	84	2.10	6.97	4.89	1.095	1.089	815.8	885.1		5.61		1.10		
$Ю_3^1$(юг)	27.2	86	8.02	39.36	41.40	1.138	1.135	807.8	884.1	879.4	3.15		1.138	1.03	
Начальные по $Ю_3$(юг)	27	80	7.29	29.04	24.43	1.078	1.059	844.7	885.6	882	5.49	-	1.010	0.802	-
Текущие по $Ю_3$(юг)	27	86	7.05	33.55	31.64[1]	1.117	1.109[1]	819.3	882.7	883.5[1]	3.99	-	1.093	0.913[1]	34
$Ю_3$ ПЗ 1998г			*6.4*	*24.22*	*24.14*	*1.07*	*1.056*	*847*	*884*	*882*	*1.47*		*0.922*	*0.807*	
$Ю_3$ Пропитка по ГКЗ			*6.7*		*24.0*		*1.056*	*847*	*884*	*882*					

Примечание: * - равновесные показатели, [1]- дифференциальное разгазирование

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

Параметры	Плотность, кг/м³	Кинематич. вязкость нефти, мм²/с		Массовое содержание, %						Содержание хлористых солей, мг/л	Кислотное число, мгКОН/г	Температура, °С				Фракционный состав, % об.					Молекулярная масса
		20°С	50°С	Сера	Смолы силикагелев.	Асфальтены	Парафины	Механ примеси	Вода			плавления парафина	застывания парафина	насыщения нефти	начала кипения	до 100°С	до 150°С	до 200°С	до 250°С	до 300°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Среднее по пластам [illegible]	895	24.46	8.78	1.44	11.13	5.47	2.99	-	1.74	48.53	0.19	56	-6	-	123	-	2.9	12.0	19.5	35.0	303
Среднее по пласту [illegible]	906	-	25.90	1.45	10.21	8.78	3.13	-	-	-	-	58	-14	-	125	-	4.1	11.0	16.8	26.8	
Среднее по пластам [illegible]	903	57.67	24.96	1.47	9.45	7.76	2.76	-	3.40	288.09	0.18	58	-2	-	123		4.3	10.2	16.5	31.0	
Среднее по пласту [illegible]	903	58.96	22.87	1.47	9.00	6.44	3.01	-	3.55	85.99	0.19	60	-1	-	132	-	2.7	7.3	15.4	31.4	285
Среднее по пласту [illegible]	884	40.29	15.17	1.25	11.86	4.78	3.80	0.04	0.15	49.24	0.02	59	-6	28	61	2.60	8.7	16.5	24.9	36.7	289

Приложение №10

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1.	**Код региона РФ, зона строительства:**
	– 1,2 зона ХМАО
2.	**Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР**
	• Выполнить сметную документацию в соответствие с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001,ТЕРп-2001ХМАО; • Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года • Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №1). • В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчёт. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2). Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы). При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования • Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).

	• Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. • Сметную документацию предоставить на электроном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.arp, xml и exel).
3.	**Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)**
	– Северная надбавка – 70%; – Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;
4.	**Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР**
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	**Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ**
	– средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); – средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД); – борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	**Затраты на осуществление авторского надзора**
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	**Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР**
	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	**Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа**
	Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно_ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно_ТСЦ-407-0021;
9.	**Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования**
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
10.	**Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.**
	– полигон ТБО г.Мегион
11.	**Особые условия выполнения сметной документации**
	• Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. • Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтесборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) • Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. • Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство

автомобильной дороги отдельно.

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

При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

	– При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь. – Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами. – Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы. – На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
12.	**Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость**
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/ Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ» Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ» Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ» С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО В.А. Дменова

СОГЛАСОВАНО
Директор по капитальному строительству
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Николаев Д.А.
«___» _____ 2014 г.

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора по управлению системой снабжения
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
Иванов А.А.
«___» _____ 2014 г.

Приложение №11

июнь 2014г

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО "СН-МНГ", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	141ОТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	606ИМП	Механизированные устройства ТОТрубопров	Подрядчик		
		3	705ИМП	ТрубыСтеклопластик	Подрядчик		
		4	149ОТЧ	Трубы водогазопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	136ОТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	137ОТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	138ОТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	146ОТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	147ОТЧ	Трубы больш диаметра		Заказчик	
		10	148ОТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602ИМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, Заглушки, бобышки, штуцера. Опоры трубопроводов. Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	094ОТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	095ОТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	76ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	116ОТЧ	Резервуа резер обор.		Заказчик	
		17	117ОТЧ	Нефтеаппаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтоны и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. Котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуара и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и змеевики печей	Подрядчик (змеевики печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и змеевиков	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Металлоконструкторов	Подрядчик		
		34	312ОТЧ	Вспомогатель	Подрядчик		
		35	313ОТЧ	Вспомог	Подрядчик		
		36	314ОТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	315ОТЧ	Жидкости СОЖ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	316ОТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	317ОТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	318ОТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	458ОТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	459ОТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	484ОТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	МаслаИмп	Подрядчик		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подрядчик		
		46	697ИМП	Смазки	Подрядчик		
		47		Охлаждающие жидкости	Подрядчик		
		48		Гидравлические жидкости	Подрядчик		
		49		Бензол, толуол	Подрядчик		
		50		Прочие нефтепродукты	Подрядчик		
		51	118ОТЧ	Котел и энерг.обор.		Заказчик	
		52	122ОТЧ	Зч кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	223ОТЧ	Электронагрев.элем.	Подрядчик		
		54	224ОТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	225ОТЧ	Эл.печи промышленные	Подрядчик		
		56	226ОТЧ	Обогреват.промышлен.	Подрядчик		
		57	227ОТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	228ОТЧ	ПРА для эл.ламп	Подрядчик		
		59	229ОТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	230ОТЧ	Лампы местн.освещен.	Подрядчик		
		61	231ОТЧ	Лампы кварц. галоген	Подрядчик		
		62	232ОТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	233ОТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	234ОТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	235ОТЧ	Светильник.взрывозащ		Заказчик	
		66	236ОТЧ	Светильник промышлен		Заказчик	
		67	237ОТЧ	Светильн.общ.назнач.	Подрядчик		
		68	238ОТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	239ОТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	240ОТЧ	Прожекторы		Заказчик	
		71	241ОТЧ	Коробки эл.установоч		Заказчик	
		72	242ОТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	243ОТЧ	Эл.разъемы, розетки.	Подрядчик		
		74	244ОТЧ	Наконечники кабельн.	Подрядчик		
		75	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	249ОТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (изолятоpы, грозозащитники)	Заказчик	
		77	264ОТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	272ОТЧ	Трансформ.разделит.	Подрядчик (ТСЗИ-2.5 ТФЭМ, ТОЛ, ТЛК, ТПИ, тока Т-0,66, 50 Сименс и аналогичные)	Заказчик	
		79	273ОТЧ	Трансформаторы тока			
		80	274ОТЧ	Трансформ.напряжения			
		81	275ОТЧ	Трансформ.лабораторн.			
		82	276ОТЧ	Электродв.общепром		Заказчик	
		83	277ОТЧ	Электродв.взрывозащ.		Заказчик	
		84	278ОТЧ	Электродв.синхронные		Заказчик	
		85	281ОТЧ	Включатели высоковол.		Заказчик	
		86	282ОТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	283ОТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ гр.	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	284ОТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик (АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0 11А до50А)	Заказчик	
		89	285ОТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, ПБМ2-10)	Заказчик	
		90	286ОТЧ	Контакторы		Заказчик	
		91	287ОТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	288ОТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	289ОТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	290ОТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	291ОТЧ	Предохран.высоковол.	Подрядчик		
		96	292ОТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-II, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-II/220, радиодетали)	Заказчик	
		97	293ОТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	294ОТЧ	Выключатели концевые	Подрядчик		
		99	295ОТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	296ОТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	297ОТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	298ОТЧ	Переносные заземлен	Подрядчик		
		103	299ОТЧ	Тех.диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-УЗО, указатели положения)		
		104	300ОТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	301ОТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	304ОТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	305ОТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	306ОТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	307ОТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	308ОТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	309ОТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	310ОТЧ	Электроизм.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	374ОТЧ	НизковольтнОборудов.	Подрядчик		
		114	385ОТЧ	Комплектующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	386ОТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	390ОТЧ	Лампы коммут.сигн	Подрядчик		
		117	393ОТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	530ОТЧ	З/Ч Газ.поршэл.стан		Заказчик	
		119	533ОТЧ	З/Ч компр ДВ-160ПМ		Заказчик	
		120	612ИМП	З/ч к эл/оборудован		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветит.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-проц.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТО "SOLAR"		Заказчик	
		125	270ОТЧ	Трансформ.подстанции		Заказчик	
		126	271ОТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	303ОТЧ	Дизел электростанции		Заказчик	
		128	391ОТЧ	Трансформаторы ГМПН		Заказчик	
		129	729ИМП	Подстанции инвертные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТО "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электростанция газ		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочно-комплектное оборудование различного назначения	132	119ОТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	127ОТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	255ОТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	257ОТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	258ОТЧ	Радиоап.телеф.аппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульты микшерные микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	260ОТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	261ОТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	262ОТЧ	З/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	382ОТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электроизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер приб (маном, терм, датч давл, фильтры, редукт)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты,Шкафы КИП, электрические, компьютерные, Сетевое оборуд		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подрядчик		
		150		Приб и аппаратура дл систем автоматич пожаротуш и пож сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная,в т.ч.	154	129ОТЧ	Задвижки трубопров	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	ПромТрубопровАрматур	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	520ОТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	203ИМП	Клапаны обр.подвер	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	121ОТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик	