



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 №

№ Х-15-1563

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. Наливайко

П.В. Коваленко
тел. 4-19-76

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 64».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 64», 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»;
- НПБ 88-85 «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;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 64 в составе:

- замерная установка АГЗУ;

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин 64» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 2 Мегионского месторождения Аганского 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 герминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Мегионского месторождения Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;

- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

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

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 64:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

В состав автоматизированной замерной установки входят:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ-ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Нитротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

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

Приложение № 1.1:

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

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

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;

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

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

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с гоковыми 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 КИЭ («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 ГД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ГМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ГД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 6 I.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

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

Электропитание системы электрообогрева выполнить согласно ГУ, выданных электропоставляющей 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 ИКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ИКБ 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 64.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МП4-У», ОАО «Мангольд» 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 «НМН-052», НПП "СТЕКОР" 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 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-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 металлоулав 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»;
- ПНБО-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 № 64:

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

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

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

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

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

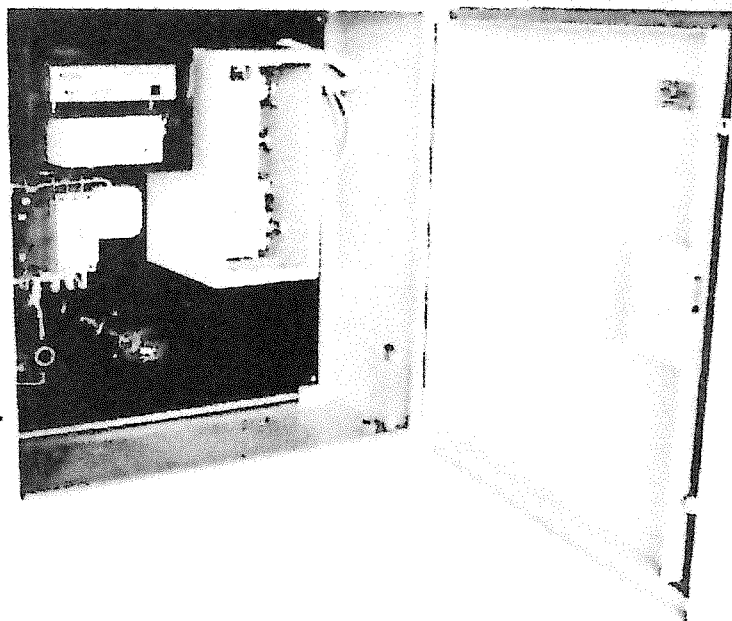
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

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 НПП-2 Мегионского месторождения Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

**Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство
Мегионского м/р. Куст скважин № 64.» до 29.10.2015г.**

Начальник ОА

С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

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

Телеуправление объектами;

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

Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

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

Технические характеристики:

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

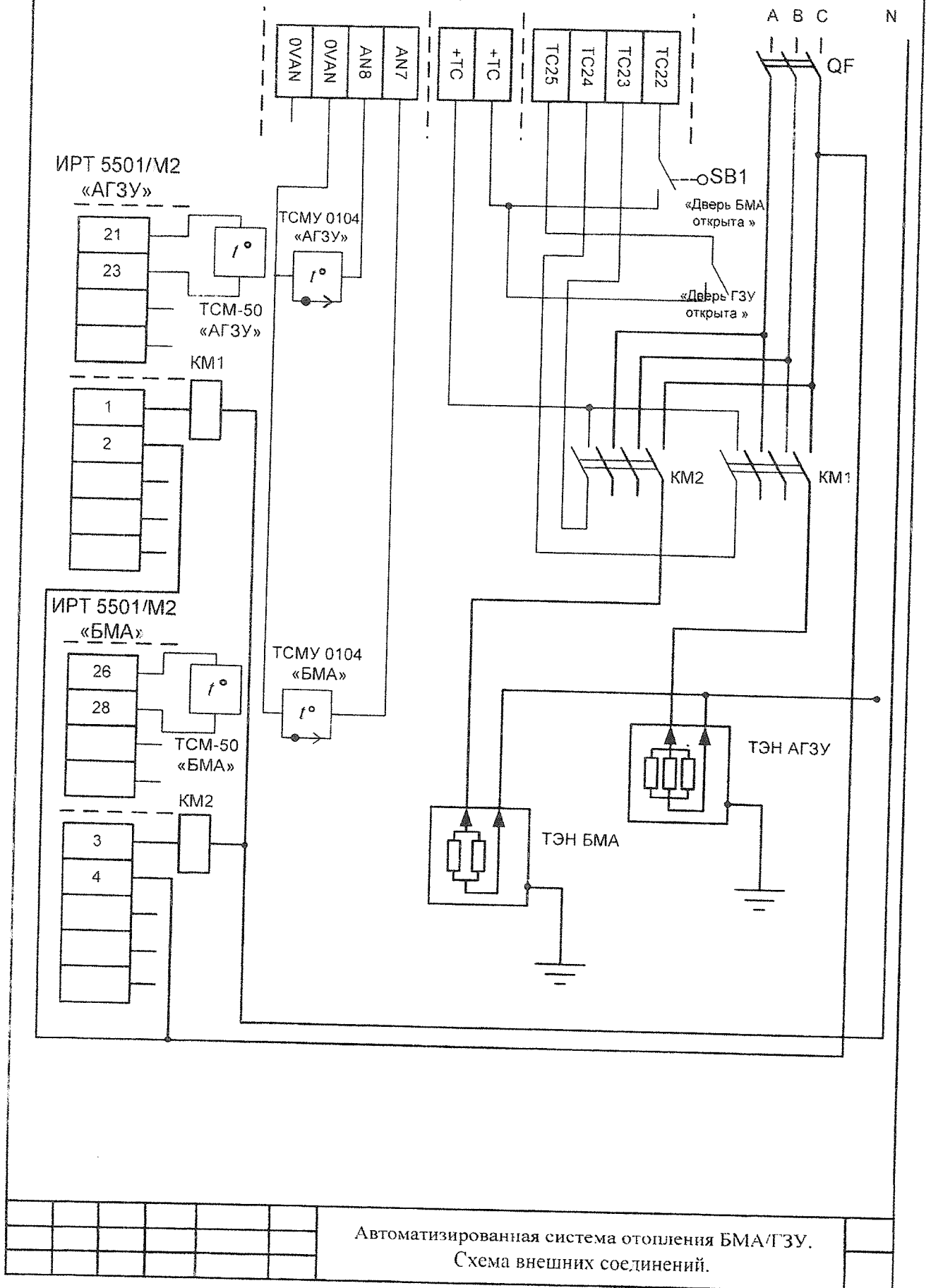
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ





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

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

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

Исх. № 14-2254/03

«29» 10 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 64.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского 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 СТМ 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 соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

Передачу сигналов по радиоканалу УКВ осуществить через центральную радиостанцию (БС-10) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-10 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 160,000 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-2 Мегионского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС-10 расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 6 дБ. Существующая базовая станция БС-10 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 № 101-06-1441 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

Л экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Мегионского м/р. Куст скважин № 64.» до «2016» 2016 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: (860-77-30

200 г. №
На № от

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 101-08-1441

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(даты)

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 радиозлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул. № 8, город Магнитогорск, Челябинский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район уделения РЭС: Челябинский 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 радиозлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиозлектронными средствами от 14.09.2007 № 06-3-039415 и приказ Росвоваохранкультуры от 04.03.2008 № 16

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

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

Примечание: Настоящее разрешение безвозмездно передается пользователю радиочастот или радиочастотных каналов на безвозмездном основании.

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-1441

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 издании 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.

2.1 Использование радиочастот (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 требования защиты от помех со стороны указанных РЭС и случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации;

2.2 Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций;

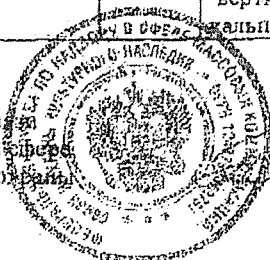
2.3 Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовых станций ВС-9 и ВС-10, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

3. Частотно-территориальный план радиозлектроного 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:	16K0F3E, 8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возмных - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

Обозначение и тип	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвес антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка излучения / поляризация	Мощность на выходе передатчика (на антенне)	Мм-канал	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
БС-9	Нижневартовский рн, Аганское месторождение 61N25 76E10	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
		58,0	6,0	0-360/0/вертикальный	10,0		160,3750	160,3750
АС-Стационарные	В зоне действия БС-9	до 100,0	7,0	0-360/0/вертикальный	10,0		160,3750	160,3750
БС-10	Нижневартовский рн, Мегинское месторождение 60N57 76E19	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
		40,0	6,0	0-360/0/вертикальная	10,0		160,0000	160,0000
АС-Стационарные	В зоне действия БС-10	до 100,0	7,0	0-360/0/вертикальная	10,0		160,0000	160,0000

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



А.А. Панков

[illegible]

«Обустройство Мегнионского месторождения нефти. Куст скважин №64»
(полное наименование объекта)

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

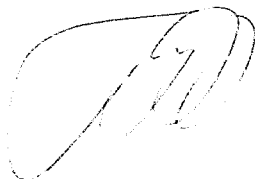
№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №64 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность 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	
Нефтебсор от куста скважин №64 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 №64			
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 №64			
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 №64			
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 ОПМ ДПРПиОМ



Лузин А.И.

продолжение таблицы 2.5.1

Параметры	Объекты		
	БВ ₁₀	БВ _{1,822}	ЮВ ₁
Средняя глубина залегания, м	2245-2281	2322-2347	2421
Тип залежи	пласт.-свод. подстил. водой, пласт.-свод.с литолог.экра- ном, пласт.- свод.	пласт.-свод. подстил. водой, пласт.-свод.с литолог.экра- ном, литолог.ограни- ченная	пласт.-свод.с литол.экраном, пласт.-свод. подстил.водой
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	56024	31887	49754
Средняя общая толщина, м	31-40,4	18,7-29,4	25
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0,5-10,6	0,4-4,8	1,6-7,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,3-5,2	4,3-5,2	7,9
Пористость, д.ед.	0,189-0,221	0,125-0,222	0,121-0,173
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,424-0,641	0,349-0,688	0,401-0,600
Проницаемость, 10 ³ мкм ²	16,4	3	8,37
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,52	0,78	0,69
Расчетненность	5,7	1,81	4,3
Начальная пластовая температура, °С	90	90	90
Начальное пластовое давление, МПа	22,3	24,5	24,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,98	0,9	0,9
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,76		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,848	0,835	0,828
Абсолютная отметка ВНК, м	-2167-2370	-2262-2392,5	-2396-2417

Дополнение к проекту на разработку Мегонского месторождения

Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,28	1,15	1,22
Содержание серы в нефти, %	-	-	0,5
Содержание парафина в нефти, %	-	-	1,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,7	9,7	6,9
Газовый фактор, м ³ /т	68,2	88	76,8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,34	0,36
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	16,39	-	14,2
воды			
породы			
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,571	0,470	0,455

продолжение таблицы 2.12

Наименование	Пласт БВ ₄		Пласты БВ ₁₀ и БВ ₁₁		Пласты БВ ₁₂ и БВ ₁₃		Пласт ЮВ ₁	
	диапазон изменения	принятые значения	диапазон изменения	принятые значения	диапазон изменения	принятые значения	диапазон изменения	принятые значения
Плотность дегтя, МПа		21,7		22,3				
Плотность температуры, °С		89		90				
Давление насыщения газом, МПа	5,8-8,3	7,8	21,0-22,3	9,7			20-25	24,5
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т			3,5-9,7				90-100	99
Газосодержание при однократном разгазировании, доли ед.	54,8-94,2	73,0	29,34-75,8	68,2			42-11,7	6,9
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1,170-		1,102-				49,75-	76,8
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	1,290	1,290	1,280	1,280			1,090-	1,220
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.							1,420	
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	712-786	731	711-803	714			683-840	722
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	1,21-1,60	1,60		0,98			0,73-1,34	0,90
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С, при однократном разгазировании	1,090-		1,067-				1,203-	1,300
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С, при однократном разгазировании	1,459	1,133	1,520	1,067			1,494	
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С, при однократном разгазировании								
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С, при однократном разгазировании	845-853	847	846-848	848			830-861	828

* значения параметров взяты по аналогии с Самотворским месторождением

Дополнение к проекту разработки Мелководского месторождения

Габина 2.3.1.2

Физико-химическая характеристика пластовых нефтей Мегионского месторождения

№ сеп.	Дата исслед.	Плат	Н обр., м	Рн, МПа	Тп, С°	Рнас, МПа	Отж, с/ч	Отж, м²/м	Объем. коэфф.	Усадка, %	Шпан, мм/а°С	Щпан, мм/а°С	Гспл н, кг/м³	гтяв, кг/м³	Коэфф растн. газа м²/м³·МПа	Коэффобртн. 10⁻⁴·МПа¹	Цифра по опт к лоту	
I	2	1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	
68и	27.02.1990	АВ₁¹	1040	17	66	6,8	44,22	38,24	1,135	11,89	1,94	9,96	798	864	5,624	8,98	0,901	
68и	27.02.1990	АВ₂¹	1040	17	66	7,2	46,69	40,14	1,111	9,49	1,88	9,47	815	859	5,575	9,35	0,952	
Средневзвешенное по пласу АВ₁¹																		
65р	21.04.1988	АВ₁¹	1500	17,4	69	6,8	36,91	33,11	1,08	7,41	-	-	863	897	4,869	21,76	0,999	
65р	21.04.1988	АВ₁¹	1500	17,4	69	5,8	39,06	35,03	1,1	9,09	-	-	-	897	-	6,04	22,78	-
70р	28.12.1990	АВ₃¹	1300	17,4	72	9,1	66,14	56,83	1,21	17,36	1,7	8,52	769	859	6,245	12,24	1,036	
70р	28.12.1990	АВ₁¹	1300	17,4	72	8,6	64,55	55,48	1,28	21,88	1,71	8,5	774	859	6,451	13,51	1,022	
70р	28.12.1990	АВ₃¹	1300	17,4	72	7,5	62,91	54,01	1,17	14,53	-	8,77	785	858	7,201	13,17	0,939	
73	29.12.1990	АВ₃¹	1600	17,4	73	3,4	19,97	17,11	1,13	11,5	1,77	9,2	780	857	5,032	7,63	1,063	
73	29.12.1990	АВ₃¹	1600	17,4	73	5	-	22,41	1,08	7,41	1,98	8,78	828	858	5,682	9,22	1,086	
Средневзвешенное по пласу АВ₁¹																		
68и	15.03.1990	АВ₂¹	1200	17,4	69	8,6	55,26	47,78	1,157	13,57	1,59	9,12	788	859	5,521	10,3	0,919	
Средневзвешенное по пласу АВ₂¹																		
454	02.06.1989	АВ₂	1800	17,4	73	8,8	63,74	54,75	1,19	15,97	1,69	8,17	765	859	6,22	7,51	0,772	
454	02.06.1989	АВ₂	1800	17,4	73	8,5	63,99	55,21	1,22	18,03	1,69	9,37	747	863	6,5	11,04	0,824	
Средневзвешенное по пласу АВ₂																		
490р	28.2-6-3.89	БВ₈¹	1000	21,7	89	8,3	76,56	64,98	1,29	22,48	1,6	6,1	712	848	7,829	14,66	0,967	
490р	28.2-6-3.89	БВ₆¹	1000	21,7	89	7,8	73	62,43	1,29	22,48	1,6	5,9	719	847	8,004	13,7	0,94	
490р	28.2-6-3.89	БВ₃¹	1000	21,7	89	5,9	94,16	79,56	1,27	21,26	-	5,7	731	845	13,485	16,12	0,905	
691	10.08.1989	БВ₈¹	1000	21,7	89	5,8	54,76	46,72	1,17	14,52	1,21	6,33	786	853	8,055	13,4	1,21	
Средневзвешенное по пласу БВ₈¹																		
211р	10.09.1988	БВ₁¹	2000	22,3	90	8,0	68,2	57,81	1,16	13,79	-	5,82	788	848	7,226	23,41	0,972	
211р	10.09.1988	БВ₃¹	2000	22,3	90	9,7	75,8	54,13	1,28	21,98	0,98	6,1	714	848	16,611	16,39	0,884	
223	06.10.1988	БВ₃¹	1800	21	90	3,5	29,34	24,8	1,102	9,25	-	5,5	803	846	7,1	22,1	1,264	
Средневзвешенное по пласу БВ₃¹																		
				22,3	90	9,7	68,2	54,13	1,28	21,98	0,98	5,5	714	848	16,6	16,39	0,884	

Продолжение табл. 2.3.1.2

№ сж.	Дата испыт.	Плавк	Наличие, м	Рис, МПа	Тем, °C	Рис, МПа	Q _{из} , м ³ /т	Q _{из} , м ³ /м ³	Объем, коэф.	Усадка, %	mm _{из} , mm	mm _{из} , mm	Генпл, кг/м ³	Генпл, кг/м ³	Генпл, кг/м ³	Кэфф. раста- ния м ³ /м ³ * 10 ¹⁰	Кэфф. абхр. по * МПа ¹	Плавко-оп. к вопросу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
62р	06.03.1987	Ю ₁ ¹	2000	24,5	90	11,7	135	112,9	1,37	27,01	0,73	4	722	836,9	1,326	9,65	14,69	1,1
62р	31.03.1987	Ю ₁ ¹	2000	24,5	90	6,9	76,8	64,2	1,22	18,03	0,76	3,88	757	835,2	1,367	9,3	10,44	1,134
65р	17.02.1988	Ю ₁ ¹	2400	20	95	10,9	118,34	99,7	1,42	29,58	0,81	4,56	683	842	1,294	9,14	15,77	1,07
65р	17.02.1988	Ю ₁ ¹	2400	20	95	6,6	79,59	66,96	1,34	25,37	0,9	4,16	695	841	1,394	10,14	15,82	1,157
61р	14.04.1988	Ю ₁ ¹	2400	25	100	7,9	67,06	56,83	1,09	-	-	5,98	840	847	1,203	7,194	20,81	0,998
61р	14.04.1988	Ю ₁ ¹	2400	25	100	8,8	83,37	71,79	1,17	14,53	1,26	8,91	814	861	1,33	8,158	17,94	1,26
61р	14.04.1988	Ю ₁ ¹	2400	25	100	10	74,51	54,04	1,2	16,67	0,79	8,08	780	859	1,218	6,404	16,71	1,014
228	26.10.1994	Ю ₁ ¹	1400	24,5	99	5,8	57,49	48,09	1,23	18,7	1,29	3,87	731	837	1,325	8,29	9,29	1,099
228	26.10.1994	Ю ₁ ¹	1400	24,5	99	4,2	49,75	41,58	1,18	15,25	1,34	3,79	764	836	1,494	10,63	10,63	1,219
228	26.10.1994	Ю ₁ ¹	1400	24,5	99	5,9	66,79	55,43	1,22	18,03	1,28	3,95	744	830	1,379	9,9	11,67	1,144
Среднезначительное по плавк Ю ₁ ¹			24,5	99	6,9	76,8	56,83	1,22	18,03	0,9	3,1	722	836	1,3	9,3	14,2	1,109	

Таблица 2.3.2.2

Результаты анализов почвенных вод юрско-меловых отложений

№ скв.	Планет	Комп- лексе	Дата отбора	Интервал отробоования, м		Удельн. вес, г/см ³	РН	Минер- ализа- ция, мг/л	Содержание макрокомпонентов (мг-экв./л, мг/л)								Содержание микроэлементов (мг - экв./л, мг/л)					
				глубина	поверхня				Cl ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	J	Br	B	Si	F		
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
1р	фундамент	I	-	2728	2737	-	-	29,3	17395,0	-	20	464	10674	700	79	-	-	-	-	-		
1р	ЮВ ₁	II	-	2444	2454	-	-	21,7	12775,0	-	-	586,0	8012,0	334,0	68,0	2,0	-	28,0	-	-		
				2444	2454	-	-	28,6	17040,0	8,8	6,5	317,0	10627,0	590,0	нет	-	-	-	-	-		
4р	БВ _{1р}		-	2242	2249	-	-	24,4	14969,0	-	-	317,0	7742,0	1802,0	6,0	12,0	63,0	70,0	-	-		
			-	2242	2249	1,016	7,8	24,5	14731,0	-	5,8	366,0	7623,0	1769,0	212,0	12,0	56,0	43,6	-	-		
3р			-	2165	2169	1,017	7,0	23,9	14376,4	нет	нет	305,0	7510,0	1689,4	-	13,1	67,0	80,0	22,4	-		
12р	БВ ₈		-	2157	2166	1,015	7,1	25,1	14910,0	12	2	488,0	7872,5	1640,0	48,0	12,7	50,6	55,7	-	-		
23р			-	2162	2167	1,016	6,2	24,4	14655,4	-	15,2	323,0	7507,4	1835,0	12,0	14,0	72,9	108,6	-	-		
508			-	2149	2160	-	-	24,6	14889,0	-	4	390,0	7814,0	1402,8	182	-	-	-	-	-		
30р	БВ ₆	IV	-	2067	2080	-	-	22,8	13764,0	-	4	282,0	7023,0	1743,0	нет	13,0	65,0	90,0	-	-		
3р			-	2045	2050	1,017	7,2	23,8	14199,6	-	3	341,6	7365,2	1710,4	6,2	11,9	51,9	77,5	10,0	0,5		
30р	БВ ₁		-	2004	2017	-	-	23,8	14339,5	-	-	353,8	7244,5	1908,0	-	14,0	68,0	77,0	14,0	-		
			-	1832	1842	1,014	6,5	18,8	11445,2	-	-	109,8	6359,6	608,1	105	15,5	51,7	10,0	-	0,9		
30р	АВ ₄		-	1832	1842	1,016	7,2	22,0	13430,2	-	-	73,2	7358,2	1202	нет	18,0	64,0	75,0	14,0	0,2		
6р	АВ ₃		-	1701	1722	1,016	8,1	22,5	13710,0	-	4,1	109,8	7650,7	1064,0	33,2	17,3	57,3	65,0	-	-		
30р	АВ ₃		-	1706	1720	1,014	6,7	22,6	13779,9	-	-	85,4	7352,9	1333	46,2	16,8	66,6	53,0	7,8	-		
3р			06.02.1971	-	-	-	6,5	21,2	12780,0	-	-	274,6	7233,5	701,4	182	-	-	-	-	-		
12р			17.11.1967	963	1655	1,014	6,4	21,9	13116,5	-	-	268,5	7576,2	801,6	60,8	9,3	41,7	47,1	-	-		
30р	ант- сепозакские отложения	V	01.05.1968	1008	1319	-	-	20,4	12407,5	-	-	109,8	7182,9	601,2	122	-	-	43,0	-	-		
5436			24.02.1967	-	-	1,015	7,3	21,3	12939,3	-	-	170,9	7480,1	626,3	137	10,0	66,0	64,0	-	-		
5516			13.05.1970	-	-	-	6,0	20,5	12407,5	-	-	170,9	7029,4	701,4	122	-	-	-	-	-		
5926			21.11.1968	1092	1577	-	-	21,0	12780,0	-	-	158,7	7304,8	601,2	182	-	-	-	-	-		
7256			22.11.1971	-	-	1,013	7,2	22,5	13825,5	-	-	283,1	6969,0	1202	365	-	-	-	-	-		

Таблица 2.3.1.4

Компонентный состав газа по результатам олюкратного разгазирования глубинных проб нефти (при Т 20°C и P_{газ})

Метилонского месторождения (по данным разных организаций)				Компонентный состав газа, % молярные															Метил- цикло- пентан
№ св.	Дата отбора проб	Плотность газа, кг/м ³	Удельный вес газа по воздуху	N ₂	He	CO ₂	H ₂	Метан	Этан	Пропан	Изо- бутан	Н.бу- тан	Изо- пентан	2-Метил- пентан	3-Метил- пентан	Н.гек- сан			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Итого БВ																			
1	1966	-	1,063	-	-	0,82	-	57,75	6,35	13,91	13,26	-	0,23	-	-	-	1,49	-	
4	-	-	0,785	-	-	0,38	-	75,84	4,92	11,04	5,86	-	0,41	-	-	-	0,08	-	
5	-	-	0,920	-	-	-	0,001	65,99	9,33	2,49	7,46	-	8,55	-	-	-	-	-	
8	-	-	0,850	-	-	-	0,051	60,19	3,06	8,46	6,80	-	2,58	-	-	-	-	-	
10	1966-67	1,308	1,119	-	-	0,70	-	69,99	6,39	14,77	12,75	-	4,66	-	-	-	-	1,2	
13	-	-	0,970	-	-	-	-	63,38	7,98	14,33	7,37	-	5,08	-	-	-	0,78	-	
14	-	-	0,680	-	-	-	0,229	63,38	2,55	2,37	1,27	-	-	-	-	-	-	-	
18	-	-	1,110	-	-	0,31	-	34,55	7,12	16,25	11,5	-	8,25	-	-	-	1,29	-	
19	-	-	1,010	-	-	1,28	-	38,97	3,35	16,35	10,39	-	3,35	-	-	-	1,48	-	
21	1966	-	1,202	-	-	0,88	-	47,47	6,14	17,95	8,23	-	3,89	-	-	-	4,32	-	
24	1967-68	1,247	0,94	-	-	0,43	-	66,05	5,9	12,75	10,24	-	3,73	-	-	-	1,03	-	
28	1966-68	1,230	1,058	-	-	0,37	0,001	63,7	6,25	12,13	10,38	-	6,04	-	-	-	1,29	-	
37	1966	-	1,168	-	-	1,05	-	52,92	3,31	14,3	15,29	-	7,09	-	-	-	2,35	-	
38	1965-67	1,293	1,015	-	-	0,30	-	52,95	6,4	12,69	10,02	-	5,75	-	-	-	1,35	-	
500	1967	2,035	-	-	-	-	-	21,5	7,7	31,6	24,7	-	3,4	-	-	-	3,19	-	
501	1967	-	-	-	-	0,40	-	63,1	5,6	15,1	10,1	-	4,3	-	-	-	1,40	-	
502	1970	0,894	-	-	-	0,60	-	84,6	3,65	4,1	3,05	-	3,09	-	-	-	-	-	
503	1970	1,258	-	-	-	0,80	-	62,65	8,65	13,9	9,85	-	4,13	-	-	-	-	-	
504	1968	1,246	-	-	-	0,35	-	67,0	2,70	13,4	9,6	-	3,75	-	-	-	1,20	-	
309	1967	1,319	-	-	-	0,37	-	42,18	8,5	25,2	14,4	-	4,3	-	-	-	2,50	-	
312	1967	1,272	-	-	-	0,60	-	62,90	6,10	15,70	8,50	-	3,2	-	-	-	1,30	-	
313	1967-68	1,056	-	-	-	0,30	-	73,45	6,50	9,45	8,30	-	2,55	-	-	-	0,50	-	
314	1961-68	1,538	-	-	-	0,60	-	58,90	6,32	22,34	13,32	-	6,1	-	-	-	1,68	-	
315	1967	1,661	-	-	-	0,50	-	37,20	9,50	26,70	22,00	-	4,05	-	-	-	1,2	-	
317	1967-68	1,234	-	-	-	0,30	-	38,45	5,35	13,28	9,30	-	3,40	-	-	-	1,15	-	
322	1968	1,422	-	-	-	1,50	-	34,50	4,50	17,9	12,60	-	4,50	-	-	-	1,46	-	
522	1968	1,575	-	-	-	1,15	-	53,10	8,00	18,85	13,3	-	4,6	-	-	-	1,40	-	
533	1976	1,219	1,012	0,91	-	0,22	-	61,11	6,35	14,04	3,15	8,25	2,054	2,25	0,4	0,32	0,47	0,16	
535	1976	1,194	0,991	1,65	-	0,22	-	63,10	5,50	12,32	3,38	7,49	1,94	2,30	0,46	0,32	0,58	0,24	

Продолжение таблицы 2.3.1.4

Продолжение таблицы 2.3.1.4

№ скв.	Дата отбора проб	Плотность газа, кг/м ³	Удельный вес газа по воздуху	Компонентный состав газа, % молярные															3-Метилпентан	Н-гексан	Метил-инсто-пентан
				N ₂	He	CO ₂	H ₂	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бу-тан	Изо-пентан	Н-пентан	2-Метилпентан	16	17	18			
1	7	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
543бис	1967	1,190	-	-	-	0,95	-	69,16	4,92	12,65	8,62	-	2,95	-	-	-	-	-			
544	1967	1,186	-	-	-	0,60	-	69,90	5,00	12,10	8,95	-	2,90	-	-	-	0,86	-			
547	1967	1,223	-	-	-	1,20	-	67,23	5,03	13,40	7,50	-	3,33	-	-	-	0,85	-			
548	1967	1,236	-	-	-	0,40	-	66,33	5,60	13,67	10,20	-	3,70	-	-	-	1,00	-			
551	1969	1,181	-	-	-	0,80	-	69,65	4,55	11,75	8,5	-	2,80	-	-	-	1,17	-			
557	1970	1,414	-	-	-	0,60	-	57,55	6,90	14,65	11,65	-	8,15	-	-	-	0,85	-			
574	1969	1,214	-	-	-	0,80	-	69,85	5,15	11,35	8,25	-	3,15	-	-	-	0,90	-			
575	1969	1,353	-	-	-	0,40	-	69,45	6,40	17,50	10,75	-	4,05	-	-	-	1,00	-			
576	1967	1,30	-	-	-	0,80	-	50,60	6,90	13,90	10,00	-	4,00	-	-	-	1,65	-			
577	1967	1,21	-	-	-	0,30	-	67,00	6,20	13,90	9,80	-	2,90	-	-	-	0,80	-			
578	1970	1,424	-	-	-	0,50	-	36,80	7,90	15,50	11,9	-	6,10	-	-	-	0,20	-			
580	1968	1,39	-	-	-	1,75	-	36,95	5,85	17,65	9,95	-	4,20	-	-	-	1,60	-			
582	1976	1,252	-	-	-	0,23	-	61,25	5,44	12,17	10,29	-	2,77	3,18	0,74	0,67	0,95	0,41			
586бис	1968	1,121	-	-	-	0,90	-	77,50	2,80	5,87	8,87	-	3,10	-	-	-	0,37	-			
589	-	1,365	-	-	-	0,40	-	57,90	6,00	17,60	11,80	-	4,60	-	-	-	1,70	-			
590	1969	1,106	-	-	-	1,20	-	73,75	4,95	10,60	6,20	-	2,00	-	-	-	0,95	-			
592	1968	1,036	-	-	-	-	-	76,70	5,40	7,20	4,40	-	2,10	-	-	-	1,10	-			
614	1969	-	1,194	-	-	1,50	-	67,80	5,15	13,20	7,85	-	2,90	-	-	-	0,70	-			
615	-	1,211	-	-	-	0,90	-	67,00	5,05	14,35	8,10	-	2,80	-	-	-	1,05	-			
716	1963	1,259	-	-	-	0,60	-	65,55	5,05	13,10	9,30	-	3,90	-	-	-	1,35	-			
717	1968	1,036	-	-	-	-	-	76,70	5,40	7,20	4,40	-	2,10	-	-	-	1,10	-			
Средневзвешенное по пласту №3:		1,287	1,007	1,28	-	0,60	0,07	54,81	5,05	11,10	8,10	7,49	4,12	2,58	0,53	0,44	1,3	0,24			
Итого Ю.1																					
519	1968	1,303	-	-	-	0,73	-	58,50	11,73	17,00	8,03	-	2,56	-	-	-	0,8	-			
Средневзвешенное по пласту Ю.1:		1,303				0,73		58,50	11,73	17,00	8,03		2,56				0,8				

Таблица 2.3.1.5

Утвержденные значения параметров для подсчета запасов нефти и газа Мегонского месторождения

Параметры	Пласты													
	AB ₁ ¹⁺²	AB ₁ ³	AB ₂ ¹	AB ₂ ²	BB ₈ ¹	BB ₈ ²	BB ₈ ³	BB ₁₀ ⁰	BB ₁₀ ¹	BB ₁₅₊₁₆	BB ₁₇	BB ₁₈₊₂₁	BB ₂₂	Ю ₁ ¹
1. Плотность, нефт. кг/м ³	859	858	859	863	847	847	847	848	848	835	835	835	835	828
2. Газовый фактор, м ³ /т	46.7	64.55	55.26	64.0	73.0	73.0	73.0	68.2	68.2	88.0	88.0	88.0	88.0	76.8
3. Объемный коэффициент	1.111	1.21	1.157	1.22	1.29	1.29	1.29	1.28	1.28	1.15	1.15	1.15	1.15	1.22
4. Усадка нефт. %	9.5	11.5	13.57	18.03	22.48	22.48	22.48	21.98	21.98	19.8	19.8	19.8	19.8	18.03
5. Вязкость нефт в поверхностных условиях при 20°С, мПа*с	9.5	8.5	9.12	9.37	5.9	5.9	5.9	5.5	5.5	4.3	4.3	4.3	4.3	3.10
6. Вязкость нефт в пластовых условиях, мПа*с	1.90	1.71	1.59	1.69	1.6	1.6	1.6	0.98	0.98	0.9	0.9	0.9	0.9	0.90