МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИНСТРУКЦИЯ

по анализу, автоматизированной подготовке, расчету и выдаче данных исследования пластовых нефтей и газов

РД-39-3-915-83

1983

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Технического управления
Министерства нефтяной промышленности
В.Н.Байдиков

ИНСТРУКЦИЯ
по анализу, автоматизированной подготовке, расчету и выдаче данных исследования пластовых нефтей и газов

РД 39-3-915-83

Настоящий документ разработал:

Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт

Директор института _____ Р.Х.Ибатуллин

Ответственный исполнитель:
Заведующий отделом _____ И.М.Амерханов

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер
объединения "Татнефть" _____ Т.М.Ахмадиев

1983

А Н Н О Т А Ц И Я

Руководящий документ предназначен для автоматизированной подготовки, расчета и оперативной выдачи данных исследования физико-химических свойств пластовых и поверхностных нефтей, состава нефтей и газов, необходимых при разведке месторождений, подсчёте запасов нефти и газа, проектировании разработки нефтяных месторождений, обустройстве промыслов и при выполнении различных других задач. Приводится описание состава и структуры автоматизированной системы, принципов расчёта и форм выдачи данных исследования на ЭВМ.

Руководящий документ предназначен для инженерно-технических работников предприятий объединения "Татнефть".

Исполнители: А.Г.Петухов, Л.А.Грозенок, Х.Ш.Салахов

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ

по анализу, автоматизированной подготовке, расчету и выдаче данных исследования пластовых нефтей и газов

Вводится впервые

Приказом по объединению "Татнефть"
от 28.10.83г. №...447...Срок введения установлен с.....01.12.83г.....

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. Результаты исследования нефтей и газов в пластовых условиях и изменения их параметров применяются при поиске месторождений, подсчете запасов, разработке и обустройстве нефтяных месторожденый. Для каждой указанной задачи требуются в качестве исходных данных результаты исследования в специальной форме и в различном объёме. Форма выдачи заказчикам стандартизирована различными инструкциями и регламентами.

I.2. В настоящее время систематизация и обработка данных исследования проб нефти выполняются с применением клавишных вычислительных машин. Составляются каталоги, таблицы согласно регламентам и ОСТам, рассчитываются средние величины параметров нефти и газа по отдельным участкам, горизонтам и месторождениям. Используя средние данные или результаты по отдельным скважинам, в качестве исходных данных, рассчитываются изменения параметров нефти в зависимости от различных факторов, данные сводятся в отдельные таблицы и составляются графические зависимости, затем подготовленные данные передаются заказчикам. При этом низка производительность труда, отсутствует оперативная подготовка и выдача данных, труд высококвалифицированных специалистов становится непроизводительным.

I.3. Наиболее рациональным видом обработки, расчета и выдачи данных является автоматизированный, позволяющий применять для этой цели электронно-вычислительные машины. Автоматизированная система обработки результатов исследования пластовых нефтей и газов состоит из банка исходных данных и программ расчета параметров нефти в пластовых и поверхностных условиях и их изменение в зависимости от различных факторов. В свою очередь, банк состоит из нескольких программ для формирования массива исходных данных по физико-химическим свойствам пластовых и поверхностных нефтей, составу пластовой, дегазированной нефти и газа. Программы расчетов позволяют выдавать информацию на стандартных листах в виде печатных таблиц, с расшифровкой всех реквизитов, предусматривают выборочную печать таблиц.

I.4. Единая система обработки данных исследования позволит первую очередь автоматизировать труд большого количества квалифицированных специалистов, обеспечит достоверный, скоростной ввод и оперативную обработку данных, расчет и выдачу информации в удобной форме, надежное хранение и накопление результатов исследования.

I.5. Программы создания банка исходных данных по физико-химическим свойствам нефтей и газов, расчетов и составления таблиц на ЭВМ ЕС-1033 разработаны и записаны на магнитной ленте в отделе АНИПР. Эти материалы вместе с инструкциями по использованию программ могут быть переданы всем заинтересованным организациям по договоренности с руководством ТатНИПИнефти.

2. АНАЛИЗ И АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПОДГОТОВКА ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ, ПОВЕРХНОСТНЫХ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ.

2.I. Анализ данных исследования пластовых нефтей и газов.

2.I.I. Из скважины отбирают, согласно ОСТу 39-II2-80, не менее трех проб при заданном режиме ее работы. Идентичность проб устанавливают по совпадению значений параметров нефти и газа. Пробы считаются идентичными, если расхождение значений параметров не превышает 3%.

2.I.2. Качественность отобранных проб определяют путем сравнения результатов исследования проб по отдельным скважинам в пределах одного горизонта. Расхождение данных исследования по соседним скважинам давления насыщения, газосодержания, содержания в нефтяном газе метана и азота выше (I0-I5)%, плотности нефти - (3-5)% и объёмного коэффициента - I0%,т.е. расхождение данных выше требуемой точности исследования проб, показывает на некачественность результатов исследования при прочих равных геологических условиях, или на значительное различие параметров пластовой нефти по отдельным участкам залежи. Такие данные используют для разделения залежи на отдельные участки. При этом, необходимо учесть геологические условия и строение залежи.

2.I.3. Глубинные пробы нефти необходимо отбирать в соответствии с назначением результатов их исследования и в два этапа. Первый этап охватывает процесс исследования нефти из всех новых залежей для их характеристики во время разведочного бурения, а также разбуривания залежей. Данные исследования должны быть достаточными для полной оценки изменения параметров нефти в зависимости от геологических условий залегания.

После выполнения работ по первому этапу производят исследования по второму этапу, результаты которого используются для определения изменения параметров пластовых нефтей в процессе разработки нефтяных месторождений. При этом пробы отбирают только из контрольных скважин, равномерно расположенных по площади залежи, без изменения режима их работы.

Количество скважин для отбора глубинных проб устанавливают в зависимости от величины месторождения. Оно должно составлять (I-5)% скважин эксплуатационного фонда на месторождении, но не более I0 скважин, т.е. в объеме малых выборок.

2.2. Подготовка результатов исследования нефтей и газов для занесения в автоматизированный банк геолого-промысловых данных.

2.2.I. Создание банка по физико-химическим свойствам нефтей и газов состоит из следующих этапов:

- сбор и систематизация данных;
- подготовка данных к записи на машинный носитель;
- формирование базового файла.

2.2.2. Сбор и систематизация данных заключается в занесении из всех источников (отчетов, лабораторных журналов и т.д.) данных по исследованию проб нефтей и газов в таблицы. В соответствии с видами анализа составлено пять форм таблиц:

I. „Параметры пластовой нефти" (макет 5II).

2. „Состав газа, выделенного при однократном разгазировании" (макет 5I2).

3. „Состав пластовой нефти" (макет 5I3).

4. „Состав разгазированной нефти" (макет 5I4)

5. „Физико-химические свойства поверхностных нефтей" (макеты 5I5,5I6).

В каждую таблицу заносятся данные по одному месторождению или по одной площади, входящей в это месторождение. Разрядность результатов анализа своя для каждого вида анализа. Если из одной скважины отобрано и проанализировано несколько проб нефти и газа, то результат каждого анализа заносится под номером данной скважины. В таблицу "Параметры пластовой нефти" заносятся следующие параметры:

давление насыщения, МПа, газовый фактор, $м^3/т$, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, $г/см^3$, плотность разгазированной нефти, $г/см^3$, вязкость пластовой нефти, мПа·с, коэффициент сжимаемости $\cdot 10^{-4}$, $МПа^{-1}$, удельный вес газа по воздуху, коэффициент термического расширения $\cdot 10^{-4}$, $1/^{\circ}C$, мольная масса пластовой нефти.

В таблицу "Состав газа, выделенного при однократном разгазировании" заносится, выраженный в мольных процентах, следующий компонентный состав: углекислый газ (CO_2), азот (N_2), метан (C_1), этан (C_2), пропан (C_3), изо-бутан ($и\,C_4$), н-бутан ($н\,C_4$), изо-пентан ($и\,C_5$), н-пентан ($н\,C_5$), гексан (C_6), гексан + высшие ($C_{6+в}$), гептан+высшие ($C_{7+в}$), сероводород (H_2S), гелий (He).

В таблицу "Состав разгазированной нефти" заносится, выраженный в массовых процентах, следующий компонентный состав: метан, этан, пропан, изо-бутан, н-бутан, изо-пентан, н-пентан, гексан, гексан+ +высшие, гептан+высшие, сероводород.

В таблицу "Состав пластовой нефти" заносится, определенный расчетным путем и выраженный в массовых процентах, компонентный состав: углекислый газ, азот, метан, этан, изо-бутан, н-бутан, изо - пентан, н-пентан, гексан, гексан+высшие, гептан+высшие, сероводород.

В таблицу "Физико-химические свойства поверхностных нефтей" заносятся следующие параметры: интервал перфорации верхний, м, интервал перфорации нижний, м, плотность, $г/см^3$, вязкость при $20^{\circ}C$, $мм^2/с$, вязкость при $50^{\circ}C$, $мм^2/с$, температура застывания, $^{\circ}C$, температура вспышки, $^{\circ}C$, температура плавления парафина, $^{\circ}C$, мольная масса; содержание, % мас.: серы, парафина, смол силикагелевых, асфальтенов, мех. примесей, выход кокса; начало кипения, $^{\circ}C$; фракционный состав, процент объемный при температуре, $^{\circ}C$: 100, 150, 200, 250, 300; температура насыщения пластовой нефти парафином, $^{\circ}C$, температура насыщения разгазированной нефти, парафином, $^{\circ}C$.

2.2.3. Подготовка данных к записи на машинный носитель заключается в кодировании шифруемых реквизитов таблиц (месторождения, площади, горизонта) согласно "Альбому шифров реквизитов по геологии и разработке нефтяных месторождений".

2.2.4. Заполненные таблицы после кодирования передаются для записи исходных данных на машинный носитель: магнитную ленту, диск и т.д. При записи необходимы табулирование (печать) данных и контроль. Запись выполняется по пакетам, приведенным в п.п. 2.2.2. После записи на машинный носитель выполняется слияние - сортировка. Полученный в результате файл является базовым.

2.2.5. Пополнение файла выполняется по аналогичной схеме, сортировкой-слиянием включается в базовый. Оптимальный срок пополнения - раз в полугодие.

3. ОБРАБОТКА И РАСЧЕТ ДАННЫХ ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭВМ

3.1. Общие положения.

В настоящее время в нефтяной промышленности регламентирован порядок составления и оформления исходных данных для проектов разработки нефтяных месторождений и подсчета запасов нефти и газа. Согласно этим руководящим документам данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов должны представляться в виде установленных табличных форм.

При наличии подготовленного банка данных получение этих таблиц осуществляется на ЭВМ с помощью пакета прикладных программ по обработке данных по физико-химическим свойствам нефтей и газов в составе двух программ. При разработке программ принимаются следующие условия:

- расчеты должны выполняться по объект (месторождение, площадь);

- объект представляется списком составляющих его месторождений или площадей;

- расчет должен выполняться по определенному пласту (ярусу, горизонту) или по совокупности ряда пластов;

- одновременно расчет выполняется для нескольких пластов (совокупностей пластов), но не более пяти.

3.2. Методика расчета параметров для подсчета запасов нефти и газа.

Результаты исследования свойств нефти и состава газа для подсчета запасов приводятся в виде таблиц:
Таблица I "Физико-химические свойства пластовой нефти";
Таблица 2 "Физико-химические свойства поверхностных нефтей";
Таблица 3 "Состав газа";
Таблица 4 "Параметры для подсчета запасов".

Для первых трех таблиц делается выборка имеющихся данных по скважинам и пробам, затем рассчитываются средние значения параметров по заданному месторождению (площади) и ярусу (горизонту). В таблице "Параметры для подсчета запасов" газовый фактор I и II ступеней сепарации при промысловых условиях, рассчитывается используя среднеарифметическое значение пластового газового фактора, давления и температуру сепарации. Пример заполнения таблиц показан в приложении I (табл. I-4).

3.3. Методика расчета параметров пластовой нефти для проектирования разработки месторождений при пластовых условиях

Согласно руководящему документу для проектирования разработки месторождений по параметрам нефти и газа составляются таблицы:

Таблица 3.6 "Свойства пластовой нефти".

Таблица 3.8 "Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти".

Таблица 3.7 "Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти".

В таблицах рассчитываются средние значения параметров, указывается диапазон их изменения, количество исследованных скважин по заданному месторождению (площади) и ярусу (горизонту). Для построения графической зависимости физических свойств нефти от давления исходными данными являются данные таблицы 2.I5, полученной по тому же месторождению (площади) и ярусу (горизонту), что и таб. 3.6. В таб. 3.7 молекулярная масса и плотность газа определяются расчетным путем, а эти же параметры разгазированной и пластовой нефти-опытным.

Пример заполнения таблиц приведён в приложении 2 (табл.3.6-3.8).

3.4. Методика расчета параметров пластовой нефти для проектирования разработки месторождений в зависимости от различных факторов

3.4.I. Исследование изменения пластовых нефтей в процессе разработки по каждому месторождению и горизонту не представляется возможным ввиду того, что такие исследования очень трудоёмкие, требуют специальной аппаратуры и особой тщательности при их выполнении. Поэтому, главной задачей является проведение такой работы по минимальному количеству скважин и месторождений и получить такие обобщенные зависимости, которые бы позволили без дополнительных экспериментальных исследований получить необходимые данные.

Этому требованию отвечает методика планирования экспериментов и обобщения полученных результатов исследования изменения параметров пластовой жидкости.

3.4.2. Суть этой методики заключается в следующем. Для экспериментального исследования в зависимости от какого-либо фактора выбирают небольшое количество залежей в пределах IO с различной характеристикой нефти, охватывающей весь диапазон изменения параметров нефти в данном районе. Отобранные пробы нефти из выбранных залежей подвергают анализу как в пластовых условиях, так и в зависимости от заданного фактора. Так как изменение какого-либо одного параметра соответствует определенное изменение другого в соответствующем направлении, а величина их изменения, главным образом, зависит от абсолютной величины рассматриваемого параметра, то можно получить обобщенные зависимости величины изменения параметров пластовой жидкости от их величин в пластовых условиях. Результаты анализа нефтей по выбранным залежам обрабатывают с использованием методов математической статистики и описывают при помощи различных уравнений для определения величины изменения параметра в зависимости от выбранного фактора и абсолютной величины параметра в пластовых условиях, а некоторые параметры и в зависимости от состава нефти и газа.

Такие зависимости позволяют предсказать величину изменения параметров нефти по новым залежам в процессе их разработки. В любом нефтяном районе можно получить аналогичные зависимости или использовать уже имеющиеся зависимости для другого нефтяного района с соответствующей проверкой их пригодности. Основным преимуществом этой методики является то, что значитель-

но сокращается объем трудоемких исследований проб пластовой нефти и появляется возможность определения величины изменения параметров пластовой жидкости для любого интересующего участка залежи или месторождения с достаточной для практических расчетов точностью. Исходные данные для этой цели всегда имеются в большом объеме, так как для общей характеристики залежи нефти в пластовых условиях исследуются из многих скважин.

3.4.3. Согласно описанному выше методу экспериментальные исследования изменения параметров пластовой нефти месторождений Татарии при давлениях выше и ниже начального давления насыщения, контакте с водой, закачке нефтяного газа и различной температуре были обработаны методом математической статистики и получены соответствующие обобщенные зависимости. Для расчета изменения параметров необходимо определить по заданному месторождению (площади) и горизонту (ярусу) средние значения этих параметров в пластовых условиях: давления насыщения, газового фактора, вязкости, плотности пластовой и дегазированной нефти, коэффициента сжимаемости, объемного коэффициента, мольной массы пластовой нефти, состава и плотности газа.

I) Расчет параметров пластовой нефти в зависимости от давления выше давления насыщения, приложение 3 (таблица 2.I3).

При вычисленных значениях давления, равных I,5 P_s , 2P_s , 2,5P_s , 3P_s , 4P_s , рассчитываются параметры пластовой нефти: плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости в зависимости от давления и величин этих параметров в пластовых условиях.

2) Расчет параметров пластовой нефти в зависимости от давления ниже давления насыщения, приложение 3 (таблица 2.I5).

При вычисленных значениях давления равных 0,85P_s, 0,65P_s, 0,50P_s, 0,35P_s, 0,20P_s, 0,I0P_s, 0,05P_s, рассчитываются значения параметров пластовой нефти: газового фактора, плотности, вязкости, объёмного коэффициента, коэффициента сжимаемости в зависимости от давления и величин этих параметров в пластовых, а газового фактора в стандартных условиях.

3) Изменение параметров пластовой нефти и воды в зависимости от обводненности, приложение 3 (таблица 2.I4).

Расчет параметров - газового фактора, давления насыщения, вязкости - производится в зависимости от величин этих параметров в пластовых условиях, процента обводненности и кратности контакта с водой, имеющей разную плотность (I,0; I,II; I,I8)г/см^3.

4) Изменение параметров нефти и воды, состава газа в зависимости от температуры, приложение 3 (таблица 2.I6).

Расчет изменения параметров - давления насыщения, газового фактора, плотности, вязкости нефти и воды, объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости, содержания в газе углеводородных и неуглеводородных компонентов - производится в зависимости от температуры и величин этих параметров в пластовых и стандартных условиях.

5) Изменение параметров пластовой нефти при закачке в пласт нефтяного газа, приложение 3 (таблица 2.I8).

Изменение параметров нефти - мольной массы, количества газа, объёмного коэффициента, вязкости - рассчитываются в зависимости от величин этих параметров в пластовых условиях, пластового газового фактора и количества дополнительно растворенного газа, давления и давления насыщения.

3.5. Определение достаточности информации по физико-хими-

ческим параметрам пластовых нефтей для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

3.5.1. Определение частости.

Частость позволяет установить закон распределения параметров, который выражает закономерности количественного характера. Законы распределения параметров пластовой нефти близки к нормальным, иногда с некоторым правым или левым отклонением.

Общий интервал изменения каждого параметра разбивают на отдельные классы, находят количество исследованных скважин Z (частоты), величина параметра которых включается в пределы того или иного класса, затем суммируют все получившиеся частоты:

$$\Sigma Z = n$$

Частость определяют по формуле :

$$W = \frac{Z}{n} \cdot 100 \qquad (I)$$

Определяют частости давления насыщения, вязкости, газосодержания (газового фактора), плотности, содержания в газе азота и метана и содержания в нефти серы.

3.5.2. Определение изменчивости параметров пластовой нефти. Изменчивость параметров нефти определяют методом математической статистики. Величиной изменчивости параметров по месторождению является среднеквадратическое их отклонение от средней величины. Среднеквадратическое отклонение параметра определяют по формулам:

для малых выборок $\qquad 3 \leq n \leq 20$

$$S = \pm \sqrt{\frac{\Sigma (a_i - M)^2}{n-1}}, \qquad (2)$$

для больших выборок $n > 20$

$$S = \pm\sqrt{\frac{\Sigma(a_i - M)^2}{n}}, \qquad (3)$$

где a_i - величина определяемого параметра по отдельным скважинам;

M - среднеарифметическая величина параметра;

n - количество скважин, в которых данный параметр был определен.

Величину изменчивости свойств пластовой нефти по месторождению используют при определении величины изменения параметров по отдельным скважинам от средних величин в выборке параметров для контроля за изменениями во времени процессов, например, для контроля за разработкой месторождений. Для каждого месторождения по данным исследования нефтей, выполненного с достаточным качеством и точностью, вычисляют изменчивость параметров. Максимальная величина изменчивости показывает на максимальную разрешающую способность параметра.

3.5.3. Определение оптимального количества исследуемых проб-(скважин) нефти по залежам.

Объективным количественным показателем степени изученности залежей является среднеквадратическая ошибка определения отдельных параметров. Поэтому, оптимальное число скважин для отбора проб по залежи определяют, исходя из изменчивости параметров нефти и необходимой точности исследования.

Оптимальное количество исследуемых скважин по залежи вычисляют по формулам:

для больших выборок $n > 20$

$$N = \frac{100 \cdot t\sqrt{\Sigma(a_i - M)^2}}{6 \cdot M}, \qquad (4)$$

для малых выборок $3 \leq n \leq 20$

$$N = \frac{10^4 \cdot t^2}{6 \cdot n^2} \left(R/K\right)^2 + 1 , \qquad (5)$$

где t - коэффициент вероятности;

6 - относительная ошибка определения параметра;

R - размах, т.е. разность между максимальной и минимальной величиной параметра;

К - коэффициент, зависящий от количества скважин в каждой группе;

М - среднеарифметическая величина параметра.

Входящие в формулу величины a_i, М и R определяют по результатам экспериментальных исследований, коэффициент К находят из таблицы 3.I в зависимости от n.

Таблица 3.I

n	K	n	K
3	I,693	7	2,704
4	2,059	8	2,847
5	2,326	9	2,970
6	2,534	I0	3,078

Если количество исследованных скважин больше I0, но меньше 20, тогда это количество скважин надо разделить на две группы так, чтобы в каждой группе было меньше или равно I0. Для каждой группы найти отношение R_i/K_i, затем - средневзвешенное их значение

$$R/K = \frac{(R_1/K_1) \cdot n_1 + (R_2/K_2) \cdot n_2}{n_1 + n_2} . \qquad (6)$$

Допустимые относительные ошибки определения параметров для проектов разработки и подсчета запасов выбираются соответственно из таблиц 3.2 и 3.3

Таблица 3.2

Параметры нефти	Допустимые относительные ошибки, %		
	проект опытной эксплуатации	технологическая схема разработки	комплексный проект разработки
Давление насыщения	12,5	7,5	4
Газовый фактор	12,5	10	5
Вязкость нефти	12,5	7,5	5
Коэффициент сжимаемости	12,5	7,5	5
Плотность нефти	4	2,5	1,5

Таблица 3.3

Параметры	Допустимые относительные ошибки, %		
	Категория запасов		
	C_I	Б	А
Плотность поверхностной нефти	2	I	0,5
Объемный коэффициент	10	5	2
Газовый фактор	15	10	5

Коэффициент вероятности t при $P(t) = 0{,}68$ определяют из табл. 3.4.

Таблица 3.4

n	t	n	t
3	1,32	12	1,04

Продолжение таблицы 3.1

n	t	n	t
4	I,30	I3	I,03
5	I,2I	I4	I,02
6	I,II	I5	I,0I
7	I,09	I6	I,0I
8	I,08	I7	I,0I
9	I,07	I8	I,0I
I0	I,06	I9	I,0I
II	I,05	∞	I,00

Методика позволяет установить достаточность информации по рассматриваемым залежам, качество исследованных проб и объем дальнейших проводимых исследований. Это определяется путем сравнения количества проведенных анализов проб из скважин с оптимальным количеством скважин, требуемых для исследования. Большое количество необходимых исследований отдельного параметра при более или менее одинаковых остальных показывает на некачественность определений. При этом необходимо дополнительное контрольное исследование данного параметра или исключения из имеющихся экспериментальных данных некачественных результатов.

Пример расчета приведен в приложении 4 (табл. 5-I4)

3.6. Получение расчетов с ЭВМ.

3.6.I. Для выполнения расчетов и составления таблиц на ЭВМ, необходимо использовать две программы: "Подготовка, статистическая обработка и выдача данных для подсчета запасов нефти и газа" - идентификатор I 806, выдаваемые таблицы: I - I4 и

"Изменение физико-химических свойств нефтей и газов в зависимости от различных факторов" - идентификатор I 858, таблицы: 3.6-3.8, 2.I3-2.I6.

3.6.2. Необходимую таблицу можно получить, подготовив предварительно задание. Для этих целей служит "Бланк заказчика". В графе I данного бланка указать идентификатор и полное название программы, по которой необходимо выполнить расчет, или обе программы одновременно. В графе 2 наименование и шифр месторождения, в графе 3 - наименование и шифр площади, если расчет выполняется по одной площади и только шифры площадей, если расчет выполняется по совокупности площадей (не более 30 площадей). В графах 4-8 указать наименование и шифры горизонтов и, если расчет выполняется по ярусу, наименование яруса и шифры входящих в него горизонтов. В графе 9 перечислить номера таблиц для расчетов по программе I 806, в графе I0 - по программе I 858. В графе II указать вид проекта или категории запасов. В графе I2 для таблиц 2.I4 и 2.I6 программы I 858 дополнительно указывается плотность воды. Пример заполнения "Бланка заказа" в приложении 5.

3.6.3. Перфорацию с "Бланка заказа" выполняют согласно табл. 3.5. Подготовленные перфокарты сложить в пакет задания. Пакет задания для программы I 806 должен быть подготовлен в следующем составе:

```
//I806  JOB  REGION=300K
// JOBLIB  DD
//              EXEC PGM=I806 (описать библиотеку с программой)
// SYSPRINT DD  SYSOUT=A
//G0.I510  DD ...        (описать файл с данными)
//G0.SYSI  DD  *
```

Перфокарты

бланка заказчика

```
/*
//
```

Для программы I 858 в составе:

```
// I858  JOB  REGION = 300K
// JOBLIB   DD ....      (описать библиотеку с программой)
//          EXEC PGM = I858   .
// SYSPRINT DD  SYSOUT=A


// GO. I510   DD ...      (описать файл с данными)
// GO. SUMMA1  DD UNIT=SYSDA, VOL=SER=XXXXXX,
// DSN = XXXXX  DISP=(NEW, KEEP), SPACE (TRK, (28, 4, 4)),
// DCB = ( RECFM = FT, LRECL = 24972, BLKSIZE =24972)
// GO. SUMMA  DD UNIT = SYSDA, VOL=SER= XXXXXX,
// DSN = ZAPIS, DISP= (OLD, DELETE, DELETE),
// DCB= (RECFM =FT, LRECL= 24972, BLKSIZE =24972)
// GO. SYSIN  DD *
```

Данные

```
/*
//
```

Таблица 3.6

Номер перфокар.	Номер позиции п/п	Наименование реквизита	Примечание
I.	I–4	Шифр месторождения	Обязательно
I.	5–80	Наименование месторождения	-"-
2.	I–3	Шифр площади	Может отсутствовать
2.	4–80	Наименование площади	-"-
3.	I–3	Шифр площади	-"-
4.	I–3	Шифр площади	-"-
:	:	:	
(n + I)	I–3	Шифр площади	-"-
n	I–7	000 ENDP – признак конца месторождения (площади)	Обязательно
(n + I)	I–3	Шифр горизонта (яруса)	Обязательно
(n + 2)	4–80	Наименование горизонта (яруса)	-"-
(n + к)	I–3	Шифр горизонта	Может отсутствовать
n +к+I	I–7	000 ENDG – признак конца горизонта (яруса)	Обязательно
n +к+2	I–3	номер таблицы	Обязательно
n +к+2+m	I–3	вид проекта или категория запасов для прогр. I 806 для табл. I4, или плотность воды для прогр. I 858 для табл. 2.I4,2.I6	Обязательно для табл. I4 и для табл. 2.I4,2.I6

n – номер последней п/к с шифром площади (месторождения)

к – номер последней п/к с шифром горизонта (яруса)

m – количество таблиц

Приложение 1

Физико-химические свойства пластовой нефти
Ромашкинское месторождение

Таблица 1

Номер скважины	Дата отбора, год	Темп-ра опыта, °С	Давление опыта, МПа	Давление насыщения, МПа	Объемный коэффициент	Пластовый газовый фактор, м³/т	Плотность нефти, г/см³ пласт.	Плотность нефти, г/см³ поверх.	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэффициент сжимаемости, 10^{-4}, МПа$^{-1}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
				Турнейский ярус						
I0270	77	25	I0,0	I,20	I,0270	4,6	0,8730	0,8920	30,36	6,30
I03I5	74	25	I0,0	2,20	I,II40	I6,9	0,8270	0,8930	37,90	7,30
I50I0	69	25	I0,0	5,60	I,0300	I4,3	0,8800	0,89I0	20,40	7,00
I5025	70	25	I0,0	5,50	I,0520	2I,4	0,8660	0,88I0	I6,70	8,00
I5092	70	25	I0,0	I,40	I,0360	9,6	0,86I0	0,8820	I2,50	6,80
I5243	72	25	I0,0	I,20	I,I320	II,5	0,8030	0,8930	0,00	7,40
I5287	76	25	I0,0	I,80	I,0I40	I3,I	0,8850	0,8950	23,30	6,I0
I5377	80	25	I0,0	2,90	I,0290	I0,9	0,8850	0,9II0	34,82	6,20
00353	75	25	I0,0	I,00	I,0I30	6,3	0,8890	0,9II0	35,84	6,90
00353	75	25	I0,0	I,40	I,0420	9,5	0,86I0	0,9070	35,29	7,20
00809A	76	25	I0,0	I,80	I,0230	6,2	0,8830	0,8930	2I,75	6,50
0I02I	76	25	I0,0	3,70	I,0550	I4,6	0,8640	0,8950	34,50	7,20
0I02I	76	25	I0,0	3,90	I,0750	I4,9	0,8500	0,8960	29,40	7,70
0I02I	78	25	I0,0	3,60	I,0450	I4,5	0,8840	0,9080	34,08	6,50

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
02466	77	25	I0,0	2,95	I,0170	8,4	0,9130	0,9180	30,72	6,40
02466	77	25	I0,0	3,00	I,0090	7,9	0,9140	0,9180	3I,5I	7,I0
08555	80	25	I0,0	4,I0	I,0370	I6,5	0,9090	0,9230	58,8I	8,I0
08565	80	25	I0,0	4,60	I,0380	I6,I	0,9060	0,92I0	56,62	6,80
I04I8	78	25	I0,0	I,00	0,0400	5,4	0,8420	0,8680	I9,50	0,00
I04I8	76	25	I0,0	I,00	I,0300	5,5	0,8520	0,87I0	I6,25	6,50
I04I8	78	25	I0,0	I,00	I,0300	6,2	0,85I0	0,87I0	20,70	5,80
I04I8	78	25	I0,0	I,00	I,03I0	5,9	0,8500	0,8700	I7,74	7,20
I04I8	78	25	I0,0	I,00	I,0300	6,2	0,8490	0,8680	I9,69	6,60
II4I0	79	25	I0,0	2,40	I,0340	7,7	0,8850	0,9080	63,I7	7,40
I5I53	76	25	I0,0	2,50	I,0450	I4,6	0,8550	0,8780	I5,06	7,80
I5I53	76	25	I0,0	3,30	I,0480	I8,9	0,8700	0,89I0	24,78	7,90
I5243	72	25	I0,0	I,20	I,0320	II,5	0,8030	0,8930	28,I0	7,40
I5290	77	25	I0,0	I,00	I,03I0	9,8	0,8540	0,8760	I7,06	6,60
I5290	77	25	I0,0	I,00	I,03I0	8,6	0,8590	0,8750	I7,02	6,80
I5290	77	25	I0,0	I,40	I,0330	7,9	0,8720	0,8930	27,86	6,60
I529I	76	25	I0,0	I,20	I,0220	5,0	0,8990	0,9160	54,I2	4,60
I5460	79	25	I0,0	0,90	I,0300	8,3	0,8720	0,8900	25,95	6,40
I5587	78	25	I0,0	I,40	I,0530	I0,4	0,8380	0,8700	I3,49	6,30
I5587	76	25	I0,0	3,90	I,0960	I5,5	0,8720	0,8840	II,80	5,40

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
I5588	77	25	I0,0	2,40	I,0450	I4,9	0,8650	0,8870	22,4I	6,60
I5588	77	25	I0,0	I,20	I,0350	I0,5	0,8520	0,8710	I3,23	6,40
I5590	78	25	I0,0	2,00	I,0340	I0,9	0,8820	0,9000	I9,7I	5,90
02466	76	25	I0,0	2,I0	I,0I00	6,3	0,8990	0,8990	3I,3I	6,80
03202	78	25	I0,0	I,00	I,0330	4,8	0,8480	0,8720	28,49	6,30
03202	78	25	I0,0	I,00	I,0450	5,3	0,8620	0,8960	28,45	7,00
03202	77	25	I0,0	0,90	I,03I0	5,5	0,8760	0,8980	32,79	6,20
04854	78	25	I0,0	I,70	I,04I0	7,0	0,8760	0,9040	40,52	5,40
08555	76	25	I0,0	I,00	I,02I0	5,5	0,90I0	0,9I50	60,65	4,80
08555	76	25	I0,0	I,00	I,0230	3,9	0,86I0	0,8770	I6,99	5,I0
I3940A	78	25	I0,0	I,90	I,0440	8,4	0,8620	0,89I0	26,09	6,70
I3940A	76	25	I0,0	I,90	I,0270	6,5	0,8800	0,89I0	29,I3	6,I0
I3940A	77	25	I0,0	0,80	I,03I0	4,7	0,8850	0,9070	47,II	5,70
I5I5I	78	25	I0,0	I,60	I,05I0	I7,5	0,8650	0,8890	23,40	6,70
I5I5I	78	25	I0,0	I,20	I,0370	I2,0	0,8470	0,8650	I7,00	7,50
I5285	76	25	I0,0	I,00	I,04I0	8,2	0,8360	0,8620	I3,86	6,70
I5285	76	25	I0,0	3,50	I,07I0	I9,8	0,8780	0,9I60	34,I3	2,70
I5285	76	25	I0,0	3,40	I,0650	I6,I	0,8970	0,9350	52,92	6,30
Среднее значение				2,09	I,040I	I0,6	0,869I	0,8930	28,80	6,55

Таблица 2

Физико-химические свойства поверхностной нефти

Ромашкинское месторождение

Номер скважины	Дата отбора, год	Интервал перфорации, м		Вязкость поверхностной нефти, мм²/с		Температура застывания, °С	Выход светлых фракций % мол. при Т°С				Содержание, % мас.			
		верх.	нижн.	при 20°С	при 50°С		Н.К.	100	200	300	асфальтенов	парафина	серы	смол. силик.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
222	69	III4,0	III7,0	-	-	-	62,0	-	-	-	-	3,I	2.2	-
328	69	III2,0	III5,0	-	-	-	68,0	-	-	-	-	3,I	2,2	-
4040	65	I768,0	I769,0	66,5	22,I	-I8	80,0	4,0	25,0	38,0	-	-	I,9	23,6
I5037	66	II04,0	II07,0	58,0	I7,6	-	65,0	-	24,0	42,0	-	-	I,8	22,4
I5067	69	II26,0	I222,0	I05,0	26,8	-I6	9I,0	I,0	I0,9	29,9	5,4	3,I	4,5	22,6
I5205	69	II64,0	II67,0	47,6	I6,I	-I8	I00,0	2,7	I6,2	37,0	4,6	4,I	3,0	23,7
I5217	69	I047,0	I050,0	42,6	I3,4	-I8	96,0	0,8	I6,0	37,0	2,9	3,6	2,8	-
I5243	69	-	-	I40,4	34,7	-	-	I2,0	24,0	34,0	-	I,6	2,6	-
I5085	70	I06I,0	I065,0	49,5	I5,5	-I8	-	I,5	I5,2	36,9	4,0	3,3	3,2	22,2
I5253	69	II67,0	II72,0	49,9	I6,0		-	6,0	I8,0	40,0	5,4	3,5	3,7	23,4
I07	70	I256,0	I257,0	I24,0	29,2	-I8	77,0	I,0	I7,4	30,4	7,8	3,4	4,0	23,7
I08	70	I303,0	I305,0	56,4	24,8	-I8	56,0	5,0	I9,0	35,0	7,7	3,4	3,9	-
I44	70	II45,0	II48,0	64,4	I9,0	-I8	63,0	2,4	2I,0	32,0	8,9	3,I	3,4	-
I44	70	II50,0	II52,0	I36,9	42,0	-I8	87,0	2,4	I9,4	36,0	8,I	3,I	3,4	-
I5024	70	I22I,0	I226,0	-	80,5	-20	97,0	I,4	7,5	23,2	8,5	2,4	6,3	-
Средние значения				78,6	27,5	-I6	78,5	3,3	I8,0	34,7	6,3	3,I	3,4	23,I

Таблица 3

Состав газа, проценты мольные

Ромашкинское месторождение

Номер скважины	Дата отбора, год	Углекислый газ CO_2	Сероводород H_2S	Азот N_2	Метан C_1	Этан C_2	Пропан C_3	Изобутан $ИС_4$	Нормальный бутан $НС_4$	Изопентан $ИС_5$	Нормальный пентан $НС_5$	Гексан + высшие $C_{6+в}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
					Турнейский ярус							
I6303	8I	5,65	0,24	2I,04	25,69	I9,23	I5,92	2,92	4,74	2,I6	I,I9	I,22
I6377	80	-	-	I9,40	22,60	I9,30	2I,60	3,30	7,20	2,80	I,90	I,90
I7479	8I	I,76	0,I4	I7,42	27,I5	25,34	I5,I2	3,24	5,42	2,26	I,II	I,02
I748I	8I	2,35	0,33	I8,7I	22,55	2I,57	I8,35	3,62	6,29	2,67	I,74	I,43
I748I	8I	2,I0	0,I8	II,80	3I,77	22,53	I7,54	3,63	5,64	2,29	I,46	I,06
809A	76	-	-	8,45	25,62	24,I9	24,7I	4,30	7,54	2,32	I,56	I,29
2466	77	-	-	I5,I9	23,70	29,20	20,28	3,I3	5,26	I,72	I,02	0,50
2466	77	-	-	I4,80	29,I8	I9,59	2I,60	3,52	6,24	2,54	I,57	I,I6
2466	77	-	-	I8,24	I9,09	I9,96	26,04	4,56	7,54	2,4I	I,35	0,79
I5805	8I	I,56	0,05	30,05	20,8I	22,9I	II,4I	2,82	4,66	2,7I	I,42	I,I0
I5204	7I	2,30	0,00	I2,70	I3,90	27,50	29,90	2,90	7,20	I,70	I,30	0,6
I5243	72	2,0	0,00	I2,00	I2,00	27,60	32,40	4,00	6,50	2,20	0,40	0,9
I5567	78	-	-	II,70	I6,00	24,50	28,80	3,60	8,90	2,50	2,00	2,00
I7528	80	-	-	25,I0	I7,90	2I,90	20,90	2,70	5,I0	2,40	I,50	I,5

Продолжение таблицы 3

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
I5590	78	-	-	I9,I0	28,40	I5,I0	I8,30	2,60	6,60	2,50	I,50	I,9
I5738	8I	3,56	0,00	I6,78	26,38	26,I2	I3,79	3,25	5,I0	2,56	I,26	I,I8
I5587	76	0,00	0,00	7,I0	23,30	27,60	27,80	3,50	7,20	I,80	I,20	0,50
I5092	7I	I,30	0,00	26,20	29,30	I7,20	I4,80	2,60	4,80	I,80	I,20	0,80
I5092	7I	I,50	0,00	2I,80	36,60	I7,20	I4,I0	2,30	3,70	I,40	0,80	0,60
02466	76	-	-	I8,20	I9,I0	20,00	26,00	4,60	7,50	2,40	I,40	0,80
08555	80	-	-	22,00	I9,30	25,I0	I5,00	6,60	6,20	2,60	I,60	I,60
II746	8I	2,22	0,04	I3,5I	25,I7	20,56	20,I5	3,92	8,I5	3,07	I,52	I,69
809A	76	-	-	8,50	25,60	24,20	24,70	4,30	7,50	2,30	I,60	I,30
809A	76	-	-	9,80	27,90	22,20	24,70	4,00	7,00	2,30	I,40	I,30
836	8I	I,66	0,02	I2,78	I9,23	27,20	23,64	3,52	6,94	2,47	I,86	I,28
8555	80	-	-	I7,50	8,80	2I,40	I8,70	I0,80	I0,20	5,30	3,30	4,00
8555	80	-	-	22,00	I9,30	25,I0	I5,00	6,60	6,20	2,60	I,60	I,60
Средние значения		2,30	0,I4	I6,47	22,77	22,37	20,54	3,90	6,44	2,40	I,46	I,2I

Таблица 4

Параметры для подсчета запасов

Романкинское месторождение

Параметры	Горизонт
	Турнейский ярус
1. Плотность поверх. нефти, г/см^3	0,8930
2. Объемный коэффициент, β	I,040I
3. Пересчетный коэффициент, I/β	0,96I4
4. Газовый фактор пластовый, нм^3/т	I0,607
5. Газовый фактор I ступени при 0,5 МПа и 9°С, нм^3/т	4,6986
6. Газовый фактор 2 ступени при 0,I МПа и 9°С, нм^3/т	2,5352

Приложение 2

Таблица 3.6

Свойства пластовой нефти и газа

Месторождение Ромашкинское
Площадь
Горизонт турнейский ярус

№ п/п	Наименование	Количество исследованных скважин	Диапазон изменения	Среднее значение
А	I	2	3	4
	А) Нефть			
I.	Давление насыщения нефти газом P_s, МПа	28	0,8000-5,9000	2,0935
2.	Газосодержание, Г, $нм^3/т$	28	3,9000-2I,4000	I0,6074
3.	Газовый фактор при условиях сепарации Г, $нм^3/т$			
	P_I = 0,5 МПа, T_I = 9°С	28	I,40I5-I0,9782	3,5720
	P_{II} = 0,I МПа, T_{II} = 9°С	28	I,I495-4,40I6	2,4I54
4.	Объемный коэффициент, b	28	I,0090-I,I320	I,040I
5.	Плотность $\rho_н$, г/см³	28	0,8030-0,9I60	0,869I
6.	Объемный коэффициент при условиях сепарации, b	-	-	-
7.	Вязкость $\mu_н$, мПа·с	28	II,8000-63,I700	28,8024
8.	Температура насыщения парафином, °С	-	-	-
9.	Коэффициент сжимаемости $\cdot I0^{-4}$ $МПа^{-I}$	28	2,7000-8,5000	6,5283
I0.	Коэффициент термического расширения $\cdot I0^{-4}$ I/°С	-	-	-
	Б) Газ газовой шапки			
	Месторождение нефтяное			

Таблица 3.7

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (% мольные).

Месторождение, площадь – Ромашкинское

Горизонт Турнейский ярус

№ п/п	Наименование	Газ, выделившийся из нефти при однократном разгазировании в стандартных условиях	Смесь газа многоступенчатого разгазирования при условиях сепарации $P_I = 0,5$ МПа $P_{II} = 0,1$ МПа $T_{I,II} = 9^oC$	Нефть, разгазированная однократно в стандартных условиях	Нефть после многоступенчатого разгазирования при условиях сепарации $P_I = 0,5$ МПа $P_{II} = 0,1$ МПа $T_{I,II} = 9^oC$	Пластовая нефть
А	I	2	3	4	5	6
I.	Сероводород	0,1400	–	–	–	–
2.	Углекислый газ	2,3000	–	–	–	0,0900
3.	Азот+редкие	16,4700	–	–	–	0,4020
4.	Метан	22,7700	–	0,0155	–	0,2200
5.	Этан	22,3700	–	0,0942	–	0,3000
6.	Пропан	20,5400	–	0,2511	–	0,7000
7.	Изо-бутан	3,9000	–	0,1684	–	0,2600
8.	Н-бутан	6,4400	–	0,4911	–	0,6180

Продолжение таблицы 3.7

А	I	2	3	4	5	6
9.	Изо-пентан	2,4000	-	0,6366	-	0,5540
	Н-пентан	I,4600	-	0,6000	-	0,5540
I0.	Гексан	-	-	-	-	-
	Остаток (C_{6+B})	I,2I00	-	97,7694	-	96,I780
II.	Остаток (C_{7+B})	-	-	-	-	-
I2.	Мольная масса,М					
I3.	Всего	34,8800	-	-	-	-
I4.	Остатка	-	-	-	-	-
I5.	Плотность при стандартных условиях, ,г/см^3					
I6.	Всего	I,4502	-	0,8936	-	0,8691
I7.	Остатка	-	-	-	-	-

Таблица 3.8

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Месторождение Ромашкинское
Площадь
Горизонт Турнейский ярус

№№ п/п	Наименование	Количество исследованных скважин	Диапазон изменения	Среднее значение
А	I	2	3	4
	Вязкость, мПа·с			
I.	при 20°С	II	42,6000-I40,4000	7I,3845
2.	при 50°С	II	I3,4000-80,5000	24,9894
3.	Температура застывания, °С	II	I8,0000-20,0000	-I8,2222
4.	Температура насыщения парафином, °С	-	-	-
	Содержание, % массовый:			
5.	Серы	II	I,8000-6,3000	3,4240
6.	Смол силикагелевых	7	22,2000-23,7000	23,I000
7.	Асфальтенов	II	2,9000-8,9000	6,3000
8.	Парафинов	II	I,6000-4,I000	3,I454
	Выход фракций, % объёмный:			
9.	Н.К.	I2	56,0000-I00,0000	78,5000
I0.	До I00°С	II	0,8000-I2,0000	3,3500
II.	До I50°С			
I2.	До 200°С	II	7,5000-25,0000	I7,9692
I3.	До 300°С	II	23,2000-42,0000	34,7230

Приложение 3

Таблица 2.I3

Изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления выше давления насыщения

Месторождение Гожашкинское
Площадь
Горизонт Турнейский ярус

№№ п/п	Параметры	Давление, МПа				
		$1,5P_s$	$2P_s$	$2,5P_s$	$3P_s$	$4P_s$
1.	Вязкость, мПа·с	2I,3406	2I,8883	22,4280	22,9876	24,0476
2.	Плотность, г/см^3	0,6362	0,6571	0,6580	0,6569	0,6607
3.	Объемный коэффициент, β	I,0599	I,0568	I,0568	I,0553	I,0522
4.	Коэффициент сжимаемости $\cdot 10^{-4}$ МПа$^{-1}$	6,9000	6,8850	6,8208	6,7565	6,6261

Таблица 2.14

Изменение параметров пластовой нефти в зависимости от обводненности

Месторождение Ромашкинское
Площадь
Горизонт Турнейский ярус

№№ п/п	Параметры	Плотность воды, г/см³	Обводненность, %					Кратность контакта				
			20	40	60	80	90	1	5	10	20	30
1.	Вязкость нефти, мПа·с	I,0	3I,I7	32,I6	33,74	38,39	42,65	32,95	36,23	40,72	47,58	50,57
		I,II	29,55	30,39	3I,46	34,22	36,70	–	–	–	–	–
		I,I8	29,09	29,26	29,75	30,95	3I,93	30,76	3I,86	33,I4	35,I4	37,6I
2.	Газовый фактор нефти, $нм^3/т$	I,0	I0,5I	8,6I	8,27	5,43	3,30	8,25	0,00	6,63	4,64	2,06
		I,II	9,86	9,53	9,I0	8,24	7,58	9,8I	9,37	8,78	7,84	7,30
		I,I8	I0,07	9,I2	8,65	8,I8	7,84	9,89	9,54	9,07	8,23	7,65
3.	Давление насыщения нефти, МПа	I,0	I,88	I,70	I,45	0,96	0,52	I,9I	I,50	0,94	0,27	0,I4
		I,II	I,90	I,64	I,68	I,20	0,77	2,05	I,75	I,42	0,87	0,5I
		I,I8	I,94	I,78	I,62	I,35	I,08	2,0I	I,80	I,55	I,25	0,93

Таблица 2.15

Изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления ниже давления насыщения

Месторождение, площадь Ромашкинское
Горизонт Турнейский ярус

№ п/п	Параметры	Давление, МПа						
		$0,85P_s$	$0,65P_s$	$0,50P_s$	$0,35P_s$	$0,20P_s$	$0,10P_s$	$0,05P_s$
I.	Плотность, г/см^3	0,872	0,874	0,875	0,879	0,884	0,889	0,893
2.	Вязкость, мПа·с	37,062	4I,449	45,877	5I,589	65,98I	65,I07	68,607
3.	Газовый фактор, нм^3/т	4,635	5,409	6,094	6,876	7,763	8,4I6	8,763
4.	Объемный коэффициент, β	I,0II0	I,005	0,998	0,989	0,974	0,954	0,933
5.	Коэффициент сжимаемости $\cdot 10^{-4}$, МПа$^{-I}$	7,033	7,058	7,078	7,097	7,II6	7,I29	7,I36

Таблица 2.I6

Изменение параметров нефти и воды в зависимости от температуры

Месторождение, площадь-Ромашкинское
Горизонт-Турнейский ярус

№	Параметры	Температура Т, °С					
		I0	20	40	60	80	I00
I.	Вязкость, мПа·с						
	пластовой нефти	49,I0I	38,0II	20,436	I0,67I	I5,48I	2,2II
	пластовой воды	I,576	I,3I5	I,083	0,958	0,875	–
	дегазированной воды	2,36I	I,745	I,260	I,026	0,879	–
2.	Плотность пластовой нефти, г/см^3	0,887	0,877	0,858	0,839	0,8I9	0,800
3.	Газовый фактор, нм^3/т	9,958	I0,729	I2,270	I3,8I2	I5,354	I6,896
4.	Давление насыщения, МПа	I,62I	I,506	I,276	I,046	I,0I6	0,586
5.	Объёмный коэффициент, в	I,032	I,04I	I,059	I,076	I,096	I,II2
6.	Коэффициент сжимаемости·I0^{-4} МПа$^{-I}$	6,436	6,704	7,24I	7,777	8,3I3	8,850
7.	Плотность газа, кг/м^3	I,378	I,366	I,4I7	I,449	I,480	I,5I2
8.	Содержание в газе, % мольн.:						
	азота	26,I27	25,368	23,85I	22,334	20,8I7	I9,000
	метана	22,955	2I,770	I9,400	I7,030	I4,660	I2,250
	этана	I7,966	I7,750	I7,3I8	I6,886	I6,454	I6,022
	пропана	I5,695	I6,029	I6,697	I7,364	I8,032	I8,700
	бутанов	6,923	7,I20	7,5I4	7,908	8,30I	8,695
	пентанов	2,268	2,477	2,895	3,3I3	3,73I	4,I49

Таблица 2.I8

Изменение параметров пластовой нефти при давлении выше начального давления насыщения, при закачке в пласт нефтяного газа

Месторождение, площадь-Ромашкинское
Горизонт турнейский ярус

№№ п/п	Параметры	Давление, МПа			
		I0	I5	20	25
I.	Мольная масса пластовой нефти 224,9				
2.	Количество закаченного газа, $нм^3/т$	9I,7924	I49,84I2	207,6900	265,9388
3.	Объемный коэффициент, β	I,I56I	I,2670	I,4269	I,6358
4.	Вязкость нефти, мПа·с	9,774I	6,4I6I	4,4797	3,2970

Приложение 4

Таблица 5

Среднее квадратическое отклонение параметров

Ромашкинское месторождение

Параметры	Горизонты: турнейский ярус		
	M	N	S
I. Давление насыщения, МПа	2,0935	54	I2,4I7I
2. Газовый фактор, $нм^3/т$	I0,6074	54	4,6949
3. Объемный коэффициент, $б$	I,040I	54	0,0224
Плотность нефти, $г/см^3$			
4. пластовой	0,869I	54	0,0285
5. поверхностной при T=20°C	0,8930	54	0,0175
Вязкость нефти			
6. пластовой, мПа·с	28,8024	53	I3,0286
7. поверхностной при T=20°C, $мкм^2/с$	78,5999	I2	37,0803
8. поверхностной при T=50°C, $мкм^2/с$	27,5I53	I3	I7,9959
9. Коэффициент сжимаемости·$I0^4$ $МПа^{-I}$	6,5283	53	0,9406
Фракционный состав, % об.			
I0. при T°C: I00	3,3499	I2	3,I907
II. 200	I7,9692	I3	5,0748
I2. 300	34,7230	I3	4,9246
Содержание, % мас.:			
I3. асфальтенов	6,2999	I0	2,I354
I4. парафина	3,I454	II	0,6593
I5. серы	3,4230	I3	I,I662
I6. смол			

M - среднее значение

N - количество проб

S - среднее квадратическое отклонение

Таблица 6

Определение частости давления насыщения

Ромашкинское месторождение

Турнейский ярус

Интервал изменения параметра P=I,OOПа	Средние значения параметра: для интервалов	Частота z	Частость, % $W=\frac{z}{N}\cdot 100$
00,00-I,00	0,50	I6	29,629
I,00-2,00	I,50	I7	3I,48I
2,00-3,00	2,50	9	I6,666
3,00-4,00	3,50	8	I4,8I4
4,00-5,00	4,50	2	3,703
5,00-6,00	5,50	2	3,703
6,00-7,00	6,50	0	0,000
7,00-8,00	7,50	0	0,000
8,00-9,00	8,50	0	0,000
9,00-I0,00	9,50	0	0,000
I0,00-II,00	I0,50	0	0,000

Таблица 7

Определение частости вязкости пластовой нефти

Ромашкинское месторождение
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра μ =6мПа·с	Средние значения параметра для интервалов	Частота Z	Частость, % $W = \frac{Z}{N} \cdot 100$
0,00-6,00	3,00	0	0,000
6,00-I2,00	9,00	I	I,886
I2,00-I8,00	I5,00	I3	24,528
I8,00-24,00	2I,00	9	I6,98I
24,00-30,00	27,00	9	I6,98I
30,00-36,00	33,00	II	20,754
36,00-42,00	39,00	3	5,660
42,00-48,00	45,00	I	I,886
48,00-54,00	5I,00	2	3,773
54,00-60,00	57,00	2	3,773
60,00-66,00	63,00	2	3,773
66,00-72,00	69,00	0	0,000
72,00-78,00	75,00	0	0,000
73,00-84,00	8I,00	0	0,000
84,00-90,00	87,00	0	0,000
90,00-96,00	93,00	0	0,000
96,00-I02,00	99,00	0	0,000
I02,00-I08,00	I05,00	0	0,000
I08,00-II4,00	III,00	0	0,000
II4,00-I20,00	II7,00	0	0,000
I20,00-I26,00	I23,00	0	0,000
I26,00-I32,00	I29,00	0	0,000
I32,00-I44,00	I4I,00	0	0,000
I44,00-I50,00	I47,00	0	0,000
I50,00-I56,00	I53,00	0	0,000
I56,00-I62,00	I59,00	0	0,000
I62,00-I68,00	I65,00	0	0,000
I68,00-I74,00	I7I,00	[illegible]	0,000

I	: 2	: 3	: 4
I74,00-I80;00	I77,00	0	0,000
I80,00-I86,00	I83,00	0	0,000
I86,00-I92,00	I89,00	0	0,000
I92,00-I98,00	I95,00	0	0,000
I98,00-204,00	20I,00	0	0,000
204,00-2I0,00	207,00	0	0,000

Таблица 8

Определение частости газового фактора пластовой нефти

Ромашкинское месторождение
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра Г=6,0нм³/т	Средние значения параметра для интервалов	Частота k	Частость, $W = \frac{k}{N} \cdot 100$
0,00-6,00	3,00	II	20,370
6,00-I2,00	9,00	25	46,296
I2,00-I8,00	I5,00	I3	24,074
I8,00-24,00	2I,00	5	0,000
24,00-30,00	27,00	0	0,000
30,00-36,00	33,00	0	0,000
36,00-42,00	39,00	0	0,000
42,00-48,00	45,00	0	0,000
48,00-54,00	5I,00	0	0,000
54,00-60,00	57,00	0	0,000
60,00-66,00	63,00	0	0,000
66,00-72,00	69,00	0	0,000
72,00-78,00	75,00	0	0,000

Таблица 9

Определение частости плотности пластовой нефти

Ромашкинское месторождение
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра ρ =0,02 г/см^3	Срединные значения параметра для интервалов	Частота z	Частость, % $W = \frac{z}{N} \cdot 100$
0,78–0,80	0,79	0	0,000
0,80–0,82	0,8I	2	3,703
0,82–0,84	0,83	3	5,555
0,84–0,86	0,85	I3	24,074
0,86–0,88	0,87	I6	29,629
0,88–0,90	0,89	I4	25,925
0,90–0,92	0,9I	6	II,III
0,92–0,94	0,93	0	0,000
0,94–0,96	0,95	0	0,000
0,96–0,98	0,97	0	0,000

Таблица IO

Определение частости содержания в газе азота

Ромашкинское месторождение
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра N_2 = 4,0 % мольн.	Срединные значения параметра для интервалов	Частота z	Частость, % $W = \frac{z}{n} \cdot 100$
6,00-I0,00	8,00	3	I3,636
I0,00-I4,00	I2,00	5	22,727
I4,00-I8,00	I6,00	2	9,090
I8,00-22,00	20,00	6	27,272
22,00-26,00	24,00	2	9,090
26,00-30,00	28,00	I	4,545
30,00-34,00	32,00	0	0,000
34,00-38,00	36,00	I	4,545
38,00-42,00	40,00	0	0,000
42,00-46,00	44,00	I	4,545
46,00-50,00	48,00	I	4,545
50,00-54,00	52,00	0	0,000
54,00-58,00	56,00	0	0,000

Таблица II

Определение частости содержания в газе метана

Романтинское месторождение

Турнейский ярус

Интервал изменения параметра C_I=4,0%мольн.	Срединные значения параметра для интервалов	Частота z	Частость,% $W=\frac{z}{N}\cdot 100$
6.00-10.00	8.00	0	0.000
10.00-14.00	12.00	5	17.241
14.00-18.00	16.00	4	13.793
18.00-22.00	20.00	2	6.896
22.00-26.00	24.00	6	20.689
26.00-30.00	28.00	7	24.137
30.00-34.00	32.00	1	3.448
34.00-38.00	36.00	1	3.448
38.00-42.00	40.00	0	0.000
42.00-46.00	44.00	1	3.448
46.00-50.00	48.00	0	0.000
50.00-54.00	52.00	0	0.000
54.00-58.00	56.00	2	6.896
58.00-62.00	60.00	0	0.000
62.00-66.00	64.00	0	0.000
66.00-70.00	68.00	0	0.000

Таблица I2

Определение частости содержания в нефти серы

Ромашкинское месторождение

Турнейский ярус

Интервал изменения параметра S=0,70% мас.	Срединные значения параметра для интервалов	Частота z	Частость, % $W=\frac{z}{N}\cdot 100$
0.00–0.70	0.35	0	0.000
0.70–I.40	I.05	0	0.000
I.40–2.I0	I.75	2	I6.666
2.I0–2.80	2.45	I	8.333
2.80–3.50	3.I5	5	4I.666
3.50–4.20	3.85	3	25.000
4.20–4.90	4,55	I	8.333
4.90–5.60	5.25	0	0.000
5.60–6.30	5.90	0	0.000
6.30–7.00	6.65	0	0.000

Таблица I3

Определение частости плотности поверхностной нефти

Ромашкинское мест-е

Турнейский ярус

Интервал изменения параметра $\rho_{н.о.}$ =0,02г/см^3	Срединные значения параметра для интервалов	Частота z	Частость, % $W=\frac{z}{n}\cdot 100$
I	2	3	4
0.78–0.80	0.79	0	0.000
0.80–0.82	0.8I	0	0.000
0.82–0.84	0.83	0	0.000
0.84–0.86	0.85	0	0.000
0.86–0.88	0.87	0	0.000
0.88–0.90	0.89	5	33.33
0.90–0.92	0.9I	9	60.000
0.92–0.94	0.93	I	6.666
0.96–0.98	0.97	0	0.000

Таблица I4

Оптимальное количество исследуемых скважин

Ромашкинское месторождение

Параметры	Горизонты		
	Турнейский ярус		
	M	N	N_1
I. Давление насыщения, МПа	2,0935	30	58
2. Газовый фактор, $нм^3/т$	I0,6074	33	33
3. Вязкость пластовой нефти, мПа·с	28,8024	29	44
4. Коэффициент сжимаемости· $I0^{-4}$, $МПа^{-I}$	6,5283	29	I4
5. Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	0,8691	30	8
6. Плотность поверхностной нефти, $г/см^3$	0,8930	30	6
7. Мольная масса поверхностной нефти	0,0000	0	0

M – среднее значение

N – количество исследованных скважин

N_1 – оптимальное количество исследуемых скважин

Приложение 5

БЛАНК ЗАКАЗЧИКА

I. Наименование задачи:"Подготовка,статистическая обработка и выдача данных для подсчета запасов нефти и газа","Изменение физико-химических свойств нефтей и газов от различных факторов"

2. Месторождение	Ромашкинское (наименование)
шифр	0001
3. Площадь	Куакбашская (наименование)
шифр	904
4. Горизонт,ярус	Турнейский (наименование)
включающий	480,481,482,483,484,485 (шифры горизонтов)
5. Горизонт,ярус	Бобриковский (наименование)
включающий	476
6. Горизонт,ярус	Башкирский (наименование)
включающий	450 (шифры горизонтов)
7. Горизонт,ярус	(наименование)
включающий	(шифры горизонтов)
8. Горизонт,ярус	(наименование)
включающий	(шифры горизонтов)
9. Список номеров таблиц (I806)	I,2,3,4,5,I4
I0. Список номеров таблиц (I658)	3.6,3.8,2.I4
II. Вид проекта для таблицы I4 программы I806	технологическая схема разработки
I2. Плотность воды для таблиц 2.I4, 2.I6 программы I658	I.II

Дата

Заказ составил

подпись

О Г Л А В Л Е Н И Е

стр.

I. ВВЕДЕНИЕ .....

2. АНАЛИЗ И АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПОДГОТОВКА ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ, ПОВЕРХНОСТНЫХ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ

2.I. Анализ данных исследования пластовых нефтей и газов .....

2.2. Подготовка результатов исследования нефтей и газов для занесения в автоматизированный банк геолого-промысловых данных .....

3. ОБРАБОТКА И РАСЧЕТ ДАННЫХ ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭВМ . . . .

3.I. Общие положения .....

3.2. Методика расчета параметров для подсчета запасов нефти и газа.....

3.3. Методика расчета параметров пластовой нефти для проектирования разработки месторождений при пластовых условиях.....

3.4. Методика расчета параметров пластовой нефти для проектирования разработки месторождений в зависимости от различных факторов .....

3.5. Определение достаточности информации по физико-химическим параметрам пластовых нефтей для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений .....

3.6. Полученные расчетов с ЭВМ

4. ПРИЛОЖЕНИЕ .....

gost.e-ecolog.ru