

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**ИНСТРУКЦИЯ**

**по анализу, автоматизированной подготовке,  
расчету и выдаче данных исследования плас-  
товых нефтей и газов**

**РД-39-3-915-83**

**1983**

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1  
Начальник Выхватского управления  
Министерства нефтяной промышленности  
В.Н. Байдинов

ИНСТРУКЦИЯ

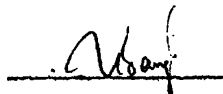
по анализу, автоматизированной подготовке, расчету  
и выдаче данных исследования пластовых нефтей и  
газов

РД 39-3-915-83

Настоящий документ разработал:

Татарский государственный научно-исследовательский  
и проектный институт

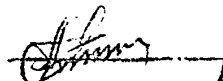
Директор института



Р.Х. Ибатуллин

Ответственный испол-  
нитель:

Заведующий отделом

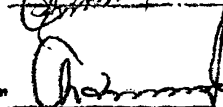


И.М. Амерханов

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер

объединения "Татнефть"



Т.М. Ахмедиев

## 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, подсчете запасов нефти и газа, проектировании разработки нефтяных месторождений, обустройстве промыслов и при выполнении различных других задач. Приводится описание состава и структуры автоматизированной системы, принципов расчета 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 ИНСТРУКЦИИ

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.1. Результаты исследования нефтей и газов в пластовых условиях и изменения их параметров применяются при поиске месторождений, подсчете запасов, разработке и обустройстве нефтяных месторождений. Для каждой указанной задачи требуются в качестве исходных данных результаты исследования в специальной форме и в различном объеме. 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.

1.3. 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 программы расчета параметров нефти в пластовых и поверхностных условиях и их изменения 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.

1.4. 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.

1.5. Программы создания банка исходных данных по физико-химическим свойствам нефтей и газов, расчетов и составления таблиц на ЭБМ ЕС-1033 разработаны и записаны на магнитной ленте в отделе АНИИР. Эти материалы вместе с инструкциями по использованию программы могут быть переданы всем заинтересованным организациям по договоренности с руководством ТатНИИнефти.

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

2.1. Анализ данных исследования пластовых нефтей и газов.

2.1.1. Из скважины отбирают, согласно ОСТу 39-112-80, 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%.

2.1.2. 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 (10-15)%, плотности нефти - (3-5)% и объемного коэффициента - 10%, 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.

2.1.3. 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 <sup>или</sup> 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 устанавливает в зависимости от величины месторождения. Оно должно составлять (1-5) скважин эксплуатационного фонда на месторождении, но не более 10 скважин, т.е. в объеме малых выборок.

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

2.2.1. 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:

1. "Параметры пластовой нефти" (макет 5I1).
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,  $\text{м}^3/\text{т}$ , объемный коэффициент, плотность пластовой нефти,  $\text{г}/\text{см}^3$ , плотность разгазированной нефти,  $\text{г}/\text{см}^3$ , вязкость пластовой нефти,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ , коэффициент сжимаемости  $\cdot 10^{-4}$ ,  $\text{МПа}^{-1}$ , удельный вес газа по воздуху, коэффициент термического расширения  $\cdot 10^{-4}$ ,  $1/^\circ\text{C}$ , молярная масса пластовой нефти.

В таблицу "Состав газа, выделенного при однократном разгазировании" заносится, выраженный в молярных процентах, следующий компонентный состав: углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), азот ( $N_2$ ), метан ( $\text{C}_1$ ), этан ( $\text{C}_2$ ), пропан ( $\text{C}_3$ ), изо-бутан ( $i\text{C}_4$ ), н-бутан ( $n\text{C}_4$ ), эзо-пентан ( $i\text{C}_5$ ), н-пентан ( $n\text{C}_5$ ), гексан ( $\text{C}_6$ ), гексан + высшие ( $\text{C}_{6+\text{B}}$ ), гептан+высшие ( $\text{C}_{7+\text{B}}$ ), сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ), гелий (He).

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

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



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

2.2.4. Закодированные таблицы после кодирования передаются для записи исходных данных на машинный носитель: магнитную ленту, диск и т.д. При записи необходимо табулирование (печать) данных и контроль. Запись выполняется по макетам, приведенным в п.л.

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 нефти 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 нефти и газов в составе двух программ. При разработке программ принимаются следующие условия:

- расчеты должны выполняться по объекту (месторождению, площадь);

- объем 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 1 "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 промышленных условиях, рассчитывается используя среднearифметическое 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 разрабатываемых месторождений по параметрам нефти и газа составляются таблицы:

Таблица 3.6 "Свойства пластовой нефти".

Таблица 3.6 "Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти".

Таблица 3.7 "Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной в 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 2.15, 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 — опытными.

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

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

3.4.1. Исследование изменения пластовых нефтей в процессе разработки по каждому месторождению и горизонту не представляется возможным ввиду того, что такие исследования очень трудоемкие, 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 изменяющихся параметров пластовой жидкости.

3.1.2. Суть этой методики заключается в следующем. Для экспериментального исследования в зависимости от какого-либо фактора выбирают небольшое количество залежей в пределах ЮО 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 изменению 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 величины 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 некоторых 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 определять 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, молярной массы пластовой нефти, состава и плотности газа.

1) Расчет параметров пластовой нефти в зависимости от давления выше давления насыщения, приложение 3 (таблица 2.13).

При вычисленных значениях давления, равных  $1,5 P_g$ ,  $2P_g$ ,  $2,5P_g$ ,  $3P_g$ ,  $4P_g$ , рассчитываются параметры пластовой нефти: плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости в зависимости от давления и величине этих параметров в пластовых условиях.

2) Расчет параметров пластовой нефти в зависимости от давления ниже давления насыщения, приложение 3 (таблица 2.15),

При вычисленных значениях давления равных  $0,85P_s$ ,  $0,65P_s$ ,  $0,50P_s$ ,  $0,35P_s$ ,  $0,20P_s$ ,  $0,10P_s$ ,  $0,05P_s$ , рассчитываются значения параметров пластовой нефти: газового фактора, плотности, вязкости, объемного 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 2.14).

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,18)г/см<sup>3</sup>.

4) Изменение параметров нефти и воды, состава газа в зависимости от температуры, приложение 3 (таблица 2.16).

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 2.18).

Изменение параметров нефти - мольной массы, количества газа, объемного 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-

ческими параметрами пластовых нефтей для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

### 3.5.1. Определение частоты.

Частота позволяет установить закон распределения параметров, который выражает закономерности количественного характера. Законы распределения параметров пластовой нефти близки к нормальным, иногда с некоторыми правыми или левыми отклонениями.

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:

$$\sum Z = n$$

Частоты определяют по формуле :

$$W = \frac{Z}{n} \cdot 100 \quad (1)$$

Определяют частоты 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

$$3 \leq n \leq 20$$

$$S = \pm \sqrt{\frac{\sum (a_i - m)^2}{n - 1}} \quad (2)$$

для больших выборок  $n > 20$

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

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 наборе параметров для контроля за изменяющимся во времени процессом, например, для контроля за разработкой месторождения. Для каждого месторождения по данным исследования нефти, 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 определяемых 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  $n > 20$

$$N = \frac{100 \cdot \pm \sqrt{\sum (a_i - M)^2}}{6 \cdot M}, \quad (4)$$



**Б**

для малых выборок

$$3 \leq n \leq 20$$

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

- где  $t$  - коэффициент вероятности;  
 $\delta$  - относительная ошибка определения параметра;  
 $R$  - размах, т.е. разность между максимальной и минимальной величиной параметра;  
 $\kappa$  - коэффициент, зависящий от количества скважин в каждой группе;  
 $M$  - среднеарифметическая величина параметра.

Входящие в формулу величины  $M$ ,  $\delta$  и  $R$  определяются по результатам экспериментальных исследований, коэффициент  $\kappa$  находят из таблицы 3.1 в зависимости от  $n$ .

Таблица 3.1

$n$	$\kappa$	$n$	$\kappa$
3	1,693	7	2,704
4	2,059	8	2,847
5	2,326	9	2,970
6	2,534	10	3,078

Если количество исследованных скважин больше 10, но меньше 20, тогда это количество скважин надо разделить на две группы так, чтобы в каждой группе было меньше или равно 10. Для каждой группы найти отношение  $R_i/\kappa_i$ , затем - средневзвешенное их значение

$$R/\kappa = \frac{(R_1/\kappa_1) \cdot n_1 + (R_2/\kappa_2) \cdot n_2}{n_1 + n_2} \quad (6)$$

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 опытно-таблиц	технологическая на разра-ботку	комплексный проект раз-работки
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 <sub>I</sub>	B	A
Плотность поверхностной нефти	2	I	0,5
Объемный коэффициент	10	5	2
Газовый фактор	15	10	5

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

Таблица 3.4

$n$	$t$	$n$	$t$
3	1,32	12	1,01

Продолжение таблицы 3.4

<i>n</i>	<i>t</i>	<i>n</i>	<i>t</i>
4	1,30	13	1,03
5	1,21	14	1,02
6	1,11	15	1,01
7	1,09	16	1,01
8	1,08	17	1,01
9	1,07	18	1,01
10	1,06	19	1,01
11	1,05	∞	1,00

Методика позволяет установить достаточность информации по рассматриваемым параметрам, качество последующих 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 для исключения из имеющихся экспериментальных данных некачественных результатов.

Пример расчета приведен в приложении 4 (табл. 5-14)

### 3.6. Получение расчетов с ЭВМ.

3.6.1. 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 - 14 и

"Изменение физико-химических свойств нефти и газов в зависимости от различных факторов" - идентификатор I 858, таблицы: 3.6-3.8, 2.13-2.16.

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 10 - по программе I 858. В графе II указать вид проекта или категорию запасов. В графе 12 для таблиц 2.14 и 2.16 программы I 858 дополнительно указывается плотность воды. Пример заполнения "Бланка заказа" в приложении 5.

3.6.3. Перфорации с "Бланка заказа" выполняются согласно табл. 3.6. Подготовленные перфокарты сложить в пакет задания. Пакет задания для программы I 806 должен быть подготовлен в следующем составе:

II I 806 JOB REGION = 300 K

\* JOB LIB DD

II EXEC PGM = I 806 (описать библиотеку с программой)

II SYSRI NT DD SYSOUT = A

II 60. I 510 DD ... (описать файл с данными)

II 60. SYSI \* DD \*

## Пефокарты

бланка заказчика

/\*

//

Для программы I 858 в составе:

```

// I 858 JOB REGION = 300K
// JOBLIB DD .... (описать библиотеку с программой)
// EXEC PGM = I858 .
// SYSPRINT DD SYSOUT = A

```

```

// GO. I 510 DD ... (описать файл с данными)
// GO. SUMMA 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 регистра	Примечание
1.	I-4	Шифр месторождения	Обязательно
1.	5-80	Наименование месторождения	"-
2.	I-3	Шифр площади	Может отсутствовать
2.	4-60	Наименование площади	"-
3.	I-3	Шифр площади	"-
4.	I-3	Шифр площади	"-
:	:	:	
( $n + 1$ )	I-3	Шифр площади	"-
$n$	I-7	### ENDP - признак конца месторождения (площади)	Обязательно
( $n + 1$ )	I-3	Шифр горизонта (яруса)	Обязательно
( $n + 2$ )	4-80	Наименование горизонта (яруса)	"-
( $n + k$ )	I-3	Шифр горизонта	Может отсутствовать
$n+k+1$	I-7	### ENDG - признак конца горизонта (яруса)	Обязательно
$n+k+2$	I-3	номер таблиц	Обязательно
$n+k+2+m$	I-3	вид проекта или категория запасов для прогр. I 806 для табл. 14, или плотность воды для прогр. I 858 для табл. 2.14, 2.16	Обязательно для табл. 14 к для табл. 2.14, 2.16

$n$  - номер последней п/п с шифром площади (месторождения)

$k$  - номер последней п/п с шифром горизонта (яруса)

$m$  - количество таблиц

Приложение I

Физико-химические свойства пластовой нефти  
Ромашкинского месторождения

Таблица I

Номер скважины	Дата отбора, год	Темп-ра: опята, С	Давление: опята, Па	Давление: насыщенная, Па	Объемный коэффициент	Нефть: газ: г/см <sup>3</sup>	Плотность нефти: г/см <sup>3</sup>	Плотность нефти: поверх.	Вязкость: нефти, Па.с	Коэффициент сжимаемости: 10 <sup>-4</sup> , Па <sup>-1</sup>
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Турнейский ярус

10270	77	25	10,0	1,20	1,0270	4,6	0,8730	0,8920	30,36	6,30
10315	74	25	10,0	2,20	1,1140	16,9	0,8270	0,8930	37,90	7,30
15010	69	25	10,0	5,60	1,0300	14,3	0,8600	0,8910	20,40	7,00
15025	70	25	10,0	5,50	1,0520	21,4	0,8660	0,8810	16,70	8,00
15092	70	25	10,0	1,40	1,0360	9,6	0,8610	0,8820	12,50	6,80
15243	72	25	10,0	1,20	1,1320	11,5	0,8030	0,8930	0,00	7,40
15267	76	25	10,0	1,80	1,0140	13,1	0,8650	0,8950	23,30	6,10
16377	60	25	10,0	2,90	1,0290	10,9	0,8650	0,9110	34,82	6,20
00353	75	25	10,0	1,00	1,0130	6,3	0,8890	0,9110	35,64	6,90
00353	75	25	10,0	1,40	1,0420	9,5	0,8610	0,9070	35,29	7,20
00809A	76	25	10,0	1,80	1,0230	6,2	0,8830	0,8930	21,75	6,50
01021	76	25	10,0	3,70	1,0550	14,6	0,8640	0,8950	34,50	7,20
01021	76	25	10,0	3,90	1,0750	14,9	0,8500	0,8960	29,40	7,70
01021	78	25	10,0	3,60	1,0450	14,5	0,8810	0,9080	34,08	6,50

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
02466	77	25	10,0	2,95	1,0170	8,4	0,9130	0,9180	30,72	6,40
02466	77	25	10,0	3,00	1,0090	7,9	0,9140	0,9180	31,51	7,10
08555	80	25	10,0	4,10	1,0370	16,5	0,9090	0,9230	58,81	8,10
08555	80	25	10,0	4,60	1,0380	16,1	0,9060	0,9210	56,62	6,80
10418	78	25	10,0	1,00	0,0400	5,4	0,8420	0,8680	19,50	0,00
10418	76	25	10,0	1,00	1,0300	5,5	0,8520	0,8710	16,25	6,50
10418	78	25	10,0	1,00	1,0300	6,2	0,8510	0,8710	20,70	5,80
10418	78	25	10,0	1,00	1,0310	5,9	0,8500	0,8700	17,74	7,20
10418	78	25	10,0	1,00	1,0300	6,2	0,8490	0,8680	19,69	6,80
11410	79	25	10,0	2,40	1,0340	7,7	0,8650	0,9080	63,17	7,40
15153	76	25	10,0	2,50	1,0450	14,6	0,8550	0,8780	15,06	7,80
15153	76	25	10,0	3,30	1,0480	18,9	0,8700	0,8910	24,78	7,90
15243	72	25	10,0	1,20	1,0320	11,5	0,8030	0,8930	28,10	7,40
15290	77	25	10,0	1,00	1,0310	9,8	0,8540	0,8760	17,06	6,60
15290	77	25	10,0	1,00	1,0310	8,6	0,8590	0,8750	17,02	6,80
15290	77	25	10,0	1,40	1,0330	7,9	0,8720	0,8930	27,86	6,60
15291	76	25	10,0	1,20	1,0220	5,0	0,8990	0,9160	54,12	4,60
15460	79	25	10,0	0,90	1,0300	8,3	0,8720	0,8900	25,95	6,40
15587	78	25	10,0	1,40	1,0530	10,4	0,8360	0,8700	13,49	6,30
15587	76	25	10,0	3,90	1,0960	15,5	0,8720	0,8840	11,80	5,40

2



Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15588	77	25	10,0	2,40	1,0450	14,9	0,8650	0,8870	22,41	6,60
15588	77	25	10,0	1,20	1,0350	10,5	0,8520	0,8710	13,23	6,40
15590	78	25	10,0	2,00	1,0340	10,9	0,8820	0,9000	19,71	5,90
02466	76	25	10,0	2,10	1,0100	6,3	0,8990	0,8990	31,31	6,60
03202	78	25	10,0	1,00	1,0330	4,8	0,8480	0,8720	28,49	6,30
03202	78	25	10,0	1,00	1,0450	5,3	0,8620	0,8960	28,45	7,00
03202	77	25	10,0	0,90	1,0310	5,5	0,8760	0,8980	32,79	6,20
04854	78	25	10,0	1,70	1,0410	7,0	0,8760	0,9040	40,52	5,40
08555	76	25	10,0	1,00	1,0210	5,5	0,9010	0,9150	60,65	4,80
08555	76	25	10,0	1,00	1,0230	3,9	0,8610	0,8770	16,99	5,10
13940A	78	25	10,0	1,90	1,0440	8,4	0,8620	0,8910	26,09	6,70
13940A	76	25	10,0	1,90	1,0270	6,5	0,8880	0,8910	29,13	6,10
13940A	77	25	10,0	0,80	1,0310	4,7	0,8850	0,9070	47,11	5,70
15151	78	25	10,0	1,60	1,0510	17,5	0,8650	0,8890	23,40	6,70
15151	78	25	10,0	1,20	1,0370	12,0	0,8470	0,8650	17,00	7,50
15285	76	25	10,0	1,00	1,0410	8,2	0,8360	0,8620	13,86	6,70
15285	76	25	10,0	3,50	1,0710	19,6	0,8780	0,9160	34,13	2,70
15285	76	25	10,0	3,40	1,0650	16,1	0,8970	0,9350	52,92	6,30
Средние значения				2,09	1,0401	10,6	0,8691	0,8930	28,80	6,53

Таблица 2

## Физико-химические свойства поверхностной нефти:

## Ромашкинского месторождения

Номер скважины	Дата отбора, год	Интервал подбора, м		Вязкость поверхностной нефти, мПа·с		Температура застывания, °С	Выход светлых фракций, % мол. при t°С			Содержание, % мас.				
		верх.	нижн.	при 20°С	при 50°С		Н.К.	100	200	300	асфальт:	парафин:	серы:	смолистые:
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
222	69	III4,0	III7,0	-	-	-	62,0	-	-	-	-	3,1	2,2	-
228	69	III2,0	III5,0	-	-	-	68,0	-	-	-	-	3,1	2,2	-
4040	65	I788,0	I789,0	68,5	22,1	-18	80,0	4,0	25,0	38,0	-	-	1,9	23,6
I5037	66	II04,0	II07,0	58,0	17,6	-	65,0	-	24,0	42,0	-	-	1,8	22,4
I5067	69	II26,0	I223,0	105,0	26,8	-16	91,0	1,0	10,9	29,9	5,4	3,1	4,5	22,6
I5205	69	II64,0	II67,0	47,6	16,1	-18	100,0	2,7	16,2	37,0	4,6	4,1	3,0	23,7
I5217	69	IO47,0	IO60,0	42,6	13,4	-18	96,0	0,8	16,0	37,0	2,9	3,6	2,6	-
I6243	69	-	-	140,4	34,7	-	-	12,0	24,0	34,0	-	1,6	2,6	-
I5085	70	IO6I,0	IO65,0	49,5	15,5	-18	-	1,5	15,2	36,9	4,0	3,3	3,2	22,2
I5253	69	II67,0	II72,0	49,9	16,0	-	-	6,0	18,0	40,0	5,4	3,5	3,7	23,4
IO7	70	I256,0	I257,0	124,0	29,2	-18	77,0	1,0	17,4	30,4	7,8	3,4	4,0	23,7
IO8	70	I303,0	I305,0	56,4	24,8	-18	56,0	5,0	19,0	35,0	7,7	3,4	3,9	-
I44	70	II45,0	II48,0	64,4	19,0	-18	63,0	2,4	21,0	32,0	8,9	3,1	3,4	-
I44	70	II50,0	II52,0	136,9	42,0	-18	87,0	2,4	19,4	36,0	8,1	3,1	3,4	-
I5024	70	I22I,0	I226,0	-	80,5	-20	97,0	1,4	7,5	23,2	8,5	2,4	6,3	-
Средние значения				78,6	27,5	-16	78,5	3,3	18,0	34,7	6,3	3,1	3,4	23,1

Таблица 3

Состав газа, проценты молярные

Ромашкинское месторождение

Номер скважины	Дата отбора : год	углекислый газ : CO <sub>2</sub>	сероводород : H <sub>2</sub> S	Азот : N <sub>2</sub>	Метан : CH <sub>4</sub>	Этан : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Пропан : C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Изо-бутан : iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Нор-бутан : nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Лин-пентан : iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Изо-пентан : iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Гексан + высшие : C <sub>6</sub> +C <sub>7</sub>
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Турнейский ярус												
16303	81	5,65	0,24	21,04	25,69	19,23	15,92	2,92	4,74	2,16	1,19	1,22
16377	80	-	-	19,40	22,60	19,30	21,60	3,30	7,20	2,80	1,90	1,90
17479	81	1,76	0,14	17,42	27,15	25,34	15,12	3,24	5,42	2,26	1,11	1,02
17481	81	2,35	0,33	18,71	22,55	21,57	18,35	3,62	6,29	2,67	1,74	1,43
17481	81	2,10	0,18	11,80	31,77	22,53	17,54	3,63	5,64	2,29	1,46	1,06
809A	76	-	-	8,45	25,62	24,19	24,71	4,30	7,54	2,32	1,56	1,29
2466	77	-	-	15,19	23,70	29,20	20,28	3,13	5,26	1,72	1,02	0,50
2466	77	-	-	14,80	29,18	19,59	21,60	3,52	6,24	2,54	1,57	1,16
2466	77	-	-	18,24	19,09	19,96	26,04	4,56	7,54	2,41	1,35	0,79
15835	81	1,56	0,05	30,05	30,81	22,91	11,41	2,82	4,66	2,71	1,42	1,10
15204	71	2,30	0,00	12,70	13,90	27,50	29,90	2,90	7,30	1,70	1,30	0,6
15243	72	2,0	0,00	12,00	12,00	27,60	32,40	4,00	6,50	2,20	0,40	0,9
15587	78	-	-	11,70	16,00	24,50	26,80	3,60	8,90	2,50	2,00	2,00
17528	80	-	-	25,10	17,90	21,90	30,90	2,70	5,10	2,40	1,50	1,5

Продолжение таблицы 3

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
15590	78	-	-	19,10	28,40	15,10	18,30	2,60	6,60	2,50	1,50	1,9
15738	81	3,56	0,00	16,78	26,38	26,12	13,79	3,25	5,10	2,56	1,28	1,18
15587	76	0,00	0,00	7,10	23,30	27,60	27,80	3,50	7,20	1,80	1,20	0,50
15092	71	1,30	0,00	26,20	29,30	17,20	14,80	2,60	4,80	1,80	1,20	0,80
15092	71	1,50	0,00	21,80	36,60	17,20	14,10	2,30	3,70	1,40	0,80	0,60
02466	76	-	-	18,20	19,10	20,00	26,00	4,60	7,50	2,40	1,40	0,80
06555	60	-	-	22,00	19,30	25,10	15,00	6,60	6,20	2,60	1,60	1,60
11746	81	2,22	0,04	13,51	25,17	20,56	20,15	3,92	8,15	3,07	1,52	1,69
809A	76	-	-	8,50	25,60	24,20	24,70	4,30	7,50	2,30	1,60	1,30
809A	76	-	-	9,80	27,90	22,20	24,10	4,00	7,00	2,30	1,40	1,30
806	81	1,66	0,02	12,78	19,23	27,20	23,64	3,52	6,94	2,17	1,80	1,28
8555	80	-	-	17,50	8,80	21,40	18,70	10,80	10,20	5,30	3,30	4,00
8555	80	-	-	22,00	19,30	25,10	15,00	6,60	6,20	2,60	1,60	1,60
Средние значения		2,30	0,14	16,47	22,77	22,37	20,54	3,90	6,44	2,40	1,48	1,21

Таблица 4

Параметры для подсчета запасов

Ромашкинское месторождение

Параметры	: Горизонт
	: Турнейский ярус
1. Плотность поверх. нефт., $\text{г/см}^3$	0,8900
2. Объемный коэффициент, $\beta$	1,0401
3. Пересчетный коэффициент, $I/\beta$	0,9614
4. Газовый фактор пластовый, $\text{нм}^3/\text{т}$	10,6074
5. Газовый фактор I ступени при 0,5 МПа и $9^\circ\text{C}$ , $\text{нм}^3/\text{т}$	4,6986
6. Газовый фактор 2 ступени при 0,1 МПа и $9^\circ\text{C}$ , $\text{нм}^3/\text{т}$	2,5352

## Свойства пластовой нефти и газа

Месторождение Ромашкинское  
Площадь  
Горизонт турнейский ярус

№ п/п	Наименование	Количество исследованных скважин	Диапазон изменения	Среднее значение
А :	Г	2	3	4
А) Нефть				
1.	Давление насыщения нефти газом $P_g$ , МПа	28	0,8000-5,9000	2,0935
2.	Газосодержание, Г, $\text{м}^3/\text{т}$	28	3,9000-21,4000	10,6074
3.	Газовый фактор при условиях сепарации Г, $\text{м}^3/\text{т}$			
	$P_I = 0,5$ МПа, $T_I = 9^\circ\text{C}$	28	1,4015-10,9782	3,5720
	$P_{II} = 0,1$ МПа, $T_{II} = 9^\circ\text{C}$	28	1,1495-1,4016	2,4154
4.	Объемный коэффициент, $\beta$	28	1,0090-1,1320	1,0401
5.	Плотность $\rho_n$ , $\text{г}/\text{см}^3$	28	0,8030-0,9160	0,8691
6.	Объемный коэффициент при условиях сепарации, $\beta$	-	-	-
7.	Вязкость $\mu_n$ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	28	11,8000-63,1700	28,8024
8.	Температура насыщения парафином, $^\circ\text{C}$	-	-	-
9.	Коэффициент сжимаемости $\cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$	28	2,7000-8,5000	6,5283
10.	Коэффициент термического расширения $\cdot 10^{-4}$ $1/^\circ\text{C}$	-	-	-
Б) Газ газовой шапки				
Месторождение нефтяное				

Таблица 3.7

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

Месторождения, площадь - Ромашинское  
Горизонт Туркменский ярус

№ п/п	Измюнование	Газ, заключенный в нефть при однократном разгазировании в стандартных условиях	Смесь газа многоступенча- того разгази- рования при условиях сепара- ции $P_I = 0,5 \text{ МПа}$ $P_{II} = 0,1 \text{ МПа}$ $T_{I, II} = 9^\circ\text{C}$	Нефть, разгази- рованная одно- кратно в стан- дартных услови- ях	Нефть после многоступенчатого разгазированной при условиях се- парации $P_I = 0,5 \text{ МПа}$ $P_{II} = 0,1 \text{ МПа}$ $T_{I, II} = 9^\circ\text{C}$	Пластовая нефть
A	1	2	3	4	5	6
1.	Сероводород	0,1400	-	-	-	-
2.	Углекислый газ	2,3000	-	-	-	0,0900
3.	Азот+аргоны	16,4700	-	-	-	0,4020
4.	Метан	22,7700	-	0,0155	-	0,2220
5.	Этан	22,3700	-	0,0342	-	0,3500
6.	Пропан	20,5400	-	0,2311	-	0,7000
7.	Изо-бутан	3,9000	-	0,1564	-	0,4000
8.	Н-бутан	6,1400	-	0,5011	-	0,6100

Продолжение таблицы 3.7

A	1	2	3	4	5	6
9.	Изо-пентан	2,4000	-	0,6366	-	0,5540
	Н-пентан	1,4600	-	0,6000	-	0,5540
10.	Гексан	-	-	-	-	-
	Остаток (C <sub>6</sub> +B)	1,2100	-	97,7694	-	96,1700
11.	Остаток (C <sub>7</sub> +B)	-	-	-	-	-
12.	Мольная масса, M					
13.	Всего	34,8800	-	-	-	-
14.	Остатка	-	-	-	-	-
15.	Плотность при стандартных условиях, $\rho$ , г/см <sup>3</sup>					
16.	Всего	1,4502	-	0,8936	-	0,8691
17.	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	Г	2	3	4
	Вязкость, МПа·с			
1.	при 20°C	II	42,6000-140,4000	71,3845
2.	при 50°C	II	13,4000-80,5000	24,9894
3.	Температура застывания, °C	II	18,0000-20,0000	-18,2222
4.	Температура насыщения парафином, °C	-	-	-
	Содержание, % массовый;			
5.	Серы	II	1,8000-6,3000	3,4240
6.	Смол силикагелевых	7	22,2000-23,7000	23,1000
7.	Асфальтенов	II	2,9000-8,9000	6,3000
8.	Парафинов	II	1,6000-4,1000	3,1454
	Выход фракций, % объемный:			
9.	Н.К.	12	56,0000-100,0000	78,5000
10.	До 100°C	II	0,8000-12,0000	3,3500
11.	До 150°C			
12.	До 200°C	II	7,5000-25,0000	17,9692
13.	До 300°C	II	23,2000-42,0000	34,7230

Приложение 3

Таблица 2.13

Изменение параметров пластовой нефти в зависимости от  
давления выше давления насыщения

Месторождение Гомашкинское  
Площадь  
Горизонт Турнейский ярус

№ п/п	Параметры	Давление, МПа				
		1,5P <sub>г</sub>	2P <sub>г</sub>	2,5P <sub>г</sub>	3P <sub>г</sub>	4P <sub>г</sub>
1.	Вязкость, МПа·с	21,3400	21,8683	22,4200	22,9876	24,0476
2.	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8362	0,8571	0,8580	0,8569	0,8607
3.	Объемный коэффициент, $\beta$	1,0599	1,0568	1,0568	1,0553	1,0522
4.	Коэффициент сжимаемости $\cdot 10^{-4}$ МПа <sup>-1</sup>	6,9000	6,8850	6,8208	6,7565	6,6281

Таблица 2.14

Изменение параметров пластовой нефти в зависимости  
от обводненности

Месторождение Ромашкинское

Площадь

Горизонт Турнейский ярус

№ п/п	Параметры	Плотность: : воды : г/см <sup>3</sup>	Обводненность, %					Кривность контакта				
			20	40	60	80	90	1	5	10	20	30
1.	Вязкость нефти, мПа·с	1,0	31,17	32,16	33,74	38,39	42,65	32,95	36,23	40,72	47,50	50,57
		1,II	29,55	30,39	31,46	34,22	36,70	-	-	-	-	-
		1,18	29,09	29,26	29,75	30,95	31,93	30,76	31,86	33,14	35,11	37,61
2.	Газовый фактор нефти, мм <sup>3</sup> /т	1,0	10,51	8,61	8,27	5,43	3,30	8,25	0,00	6,63	4,61	2,06
		1,II	9,86	9,53	9,10	8,24	7,58	9,81	9,37	8,78	7,84	7,30
		1,18	10,07	9,12	8,65	8,18	7,84	9,89	9,54	9,07	8,23	7,65
3.	Давление насыщения нефти, МПа	1,0	1,88	1,70	1,45	0,96	0,52	1,91	1,50	0,94	0,27	0,14
		1,II	1,90	1,64	1,68	1,20	0,77	2,05	1,75	1,42	0,87	0,51
		1,18	1,94	1,78	1,62	1,35	1,08	2,01	1,60	1,55	1,25	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 <sub>с</sub>	0,65P <sub>с</sub>	0,50P <sub>с</sub>	0,35P <sub>с</sub>	0,20P <sub>с</sub>	0,10P <sub>с</sub>	0,05P <sub>с</sub>
1.	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,872	0,874	0,875	0,879	0,884	0,889	0,893
2.	Вязкость, мПа·с	37,062	41,449	45,877	51,589	65,981	65,107	68,607
3.	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	4,635	5,409	6,094	6,876	7,763	8,416	8,763
4.	Объемный коэффициент, $\delta$	1,0110	1,005	0,996	0,989	0,974	0,954	0,933
5.	Коэффициент сжимаемости · 10 <sup>-4</sup> , МПа <sup>-1</sup>	7,033	7,058	7,078	7,097	7,116	7,129	7,136

Таблица 2.16

Изменение параметров нефти и воды в зависимости  
от температуры

Месторождение, площадь-Ромашкинское  
Горизонт-Турнейский ярус

№	Параметры	Температура T, °C					
		10	20	40	60	80	100
1.	Вязкость, мПа·с						
	пластовой нефти	49,101	38,011	20,436	10,671	15,481	2,211
	пластовой воды	1,576	1,315	1,083	0,958	0,875	—
	дегазированной воды	2,361	1,745	1,260	1,026	0,879	—
2.	Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	0,887	0,877	0,858	0,839	0,819	0,800
3.	Газовый фактор, нм <sup>3</sup> /т	9,958	10,729	12,270	13,812	15,354	16,896
4.	Давление насыщения, МПа	1,621	1,506	1,276	1,046	1,016	0,586
5.	Объемный коэффициент, в	1,032	1,041	1,059	1,076	1,096	1,112
6.	Коэффициент сжимаемости · 10 <sup>-4</sup> МПа <sup>-1</sup>	6,436	6,704	7,241	7,777	8,313	8,850
7.	Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,379	1,386	1,417	1,449	1,480	1,512
8.	Содержание в газе, % мольн.:						
	азота	26,127	25,368	23,851	22,334	20,817	19,000
	метана	22,955	21,770	19,400	17,030	14,660	12,250
	этана	17,966	17,750	17,318	16,886	16,454	16,022
	пропана	15,695	16,029	16,697	17,364	18,032	18,700
	бутанов	6,923	7,120	7,514	7,908	8,301	8,695
	пентанов	2,268	2,477	2,895	3,313	3,731	4,149

Таблица 2.16

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			
		10	15	20	25
1.	Мольная масса пластовой нефти 224,9				
2.	Количество закаченного газа, м <sup>3</sup> /т	91,7924	149,8412	207,6900	265,9388
3.	Объемный коэффициент, $\delta$	1,1561	1,2670	1,4269	1,6356
4.	Вязкость нефти, мПа·с	9,7741	6,4161	4,4797	3,2970

## Приложение 4

## Таблица 5 .

Среднее квадратическое отклонение параметров  
Ромашкинское месторождение

Параметры	Горизонты		
	трехлетний опыт		
	M	N	S
1. Давление насыщения, МПа	2,0935	54	12,4171
2. Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$	10,6074	54	4,6949
3. Объемный коэффициент, б	1,0401	54	0,0224
Плотность нефти, $\text{г}/\text{см}^3$			
4. пластовой	0,8691	54	0,0245
5. поверхностной при $T=20^\circ\text{C}$	0,8930	54	0,0175
Вязкость нефти			
6. пластовой, мПа·с	28,8024	53	13,0285
7. поверхностной при $T=20^\circ\text{C}$ , $\text{мкм}^2/\text{с}$	78,5999	12	37,0803
8. поверхностной при $T=50^\circ\text{C}$ , $\text{мкм}^2/\text{с}$	27,5153	13	17,9959
9. Коэффициент сжимаемости $\cdot 10^4$ $\text{МПа}^{-1}$	6,5283	53	0,9406
Фракционный состав, % об.			
10. при $T^\circ\text{C}$ : 100	3,3499	12	3,1907
11. 200	17,9692	13	5,0748
12. 300	34,7230	13	4,9246
Содержание, % мас. :			
13. асфальтенов	6,2999	10	2,1354
14. парафина	3,1454	11	0,6593
15. серы	3,4230	13	1,1662
16. смол			

M - среднее значение

N - количество проб

S - среднее квадратическое отклонение

Таблица 6

## Определение частоты давления насыщения

Ромашкиноское месторождение

Турнейский ярус

Интервал изменения: параметра $P-I, \text{ОДПа}$	Среднее значение для параметра: : для интервалов	Частота $Z$	: Частота, % : $W = \frac{Z}{N} \cdot 100$
00,00-1,00	0,50	16	29,629
1,00-2,00	1,50	17	31,481
2,00-3,00	2,50	9	16,666
3,00-4,00	3,50	8	14,814
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
9,00-10,00	9,50	0	0,000
10,00-11,00	10,50	0	0,000



Таблица 7

Определение частоты вязкости пластовой  
нефти

Розашкинское месторождение  
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра	Среднее значение параметра для интервалов	Число наблюдений	Частота, %
$\mu = 6 \text{ dl} \cdot \text{с}$		$Z$	$W = \frac{Z}{N} \cdot 100$
0,00-6,00	3,00	0	0,000
6,00-12,00	9,00	1	1,888
12,00-16,00	15,00	13	24,528
16,00-24,00	21,00	9	16,961
24,00-30,00	27,00	9	16,961
30,00-36,00	33,00	11	20,754
36,00-42,00	39,00	3	5,830
42,00-48,00	45,00	1	1,888
48,00-54,00	51,00	2	3,776
54,00-60,00	57,00	2	3,776
60,00-66,00	63,00	2	3,776
66,00-72,00	69,00	0	0,000
72,00-78,00	75,00	0	0,000
78,00-84,00	81,00	0	0,000
84,00-90,00	87,00	0	0,000
90,00-96,00	93,00	0	0,000
96,00-102,00	99,00	0	0,000
102,00-108,00	105,00	0	0,000
108,00-114,00	111,00	0	0,000
114,00-120,00	117,00	0	0,000
120,00-126,00	123,00	0	0,000
126,00-132,00	129,00	0	0,000
132,00-144,00	141,00	0	0,000
144,00-150,00	147,00	0	0,000
150,00-156,00	153,00	0	0,000
156,00-162,00	159,00	0	0,000
162,00-168,00	165,00	0	0,000
168,00-174,00	171,00	0	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 частоты газового фактора  
пластовой нефти

Ромашкинское месторождение  
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра $\Gamma = \delta, \text{Они}^3$	Средние значения па- раметра для интервалов	Частота $\%$	Вместость, $W = \frac{\Sigma}{N} \cdot 100$
0,00-6,00	3,00	11	20,370
6,00-12,00	9,00	25	46,296
12,00-18,00	15,00	13	24,074
18,00-24,00	21,00	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	51,00	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 частоты плотности пластовой  
нефти

Ромашкинское месторождение  
Турнейский ярус

Интервал измене- ния параметра $\rho = 0,02 \text{ г/см}^3$	Срединные зна- чения парамет- ра для интерва- лов	Частота $Z$	Частость, % $W = \frac{Z}{N} \cdot 100$
0,78-0,80	0,79	0	0,000
0,80-0,82	0,81	2	3,703
0,82-0,84	0,83	3	5,555
0,84-0,86	0,85	13	24,074
0,86-0,88	0,87	16	29,629
0,88-0,90	0,89	14	25,925
0,90-0,92	0,91	6	11,111
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 10

Определение частоты содержания в газе  
азота

Ромашкинское месторождение  
Турнейский ярус

Интервал изменения параметра $N_2 = 4,0$ % мольн.	: Средние значения параметра для интервалов	: Частота значения параметра для интервалов	: Частота : Частость, % $W = \frac{Z}{N} \cdot 100$
6,00-10,00	8,00	3	13,636
10,00-14,00	12,00	5	22,727
14,00-18,00	16,00	2	9,090
18,00-22,00	20,00	6	27,272
22,00-26,00	24,00	2	9,090
26,00-30,00	28,00	1	4,545
30,00-34,00	32,00	0	0,000
34,00-38,00	36,00	1	4,545
38,00-42,00	40,00	0	0,000
42,00-46,00	44,00	1	4,545
46,00-50,00	48,00	1	4,545
50,00-54,00	52,00	0	0,000
54,00-58,00	56,00	0	0,000

Таблица II

Определение частотности содержания в газе  
метана

Ромашинское мест-е

Турнейский ярус

Интервал измене- ния параметра $C_T=4,0\%$ молярн.	Срединные зна- чения парамет- ра для интерва- лов	Частота $N$	Частость, % $W = \frac{N}{N} \cdot 100$
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 12

Определение частоты содержания в нефти  
серы

Ромашкинское месторождение

Турнейский ярус

Интервал измене- ния параметра $S=0,70\%$ и т.д.	Срединные зна- чения параметра для интервалов	Частота $L$	Частость, % $W = \frac{L}{n} \cdot 100$
0.00-0.70	0.35	0	0.000
0.70-1.40	1.05	0	0.000
1.40-2.10	1.75	2	16.666
2.10-2.80	2.45	1	8.333
2.80-3.50	3.15	5	41.666
3.50-4.20	3.85	3	25.000
4.20-4.90	4,55	1	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 13

## Определение частоты плотности поверхностной нефти

Ромашкинское мест-е

Турнейский ярус

Интервал измене- ния параметра $\rho_{в.с.} = 0,02 \text{ г/см}^3$	Срединные значе- ния параметра для интервалов	Частота $Z$	Частота, % $W = \frac{Z}{\sum Z} \cdot 100$
1	2	3	4
0.78-0.80	0.79	0	0.000
0.80-0.82	0.81	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	0.91	9	60.00
0.92-0.94	0.93	1	6.66
0.96-0.98	0.97	0	0.00



Таблица 14

Оптимальное количество исследуемых скважин  
Ромашкинское месторождение

Параметры:	Горизонты		
	Турнейский ярус :		
	<i>M</i>	<i>N</i>	<i>N<sub>1</sub></i>
1. Давление насыщения, МПа	2,0935	30	58
2. Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	10,6074	33	33
3. Вязкость пластовой нефти, МПа·с	28,6024	29	44
4. Коэффициент сжимаемости · 10 <sup>-2</sup> · МПа <sup>-1</sup>	6,5283	29	14
5. Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	0,8391	30	8
6. Плотность поверхностной нефти, г/см <sup>3</sup>	0,8930	30	6
7. Идольная масса поверхностной нефти	0,0000	0	0

*M* - среднее значение

*N* - количество исследованных скважин

*N<sub>1</sub>* - оптимальное количество исследуемых скважин

## Приложение 5

## БЛАНК ЗАКАЗЧКА

1. 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 шифр	Ромашкинское (наименование) 0001
3. Площадь шифр	Куакбашская (наименование) 904
4. Горизонт, ярус включающий	Турнейский (наименование) 480, 481, 482, 483, 484, 485 (шифры горизонтов)
5. Горизонт, ярус включающий	Бобринковский (наименование) 476
6. Горизонт, ярус включающий	Балкирский (наименование) 450 (шифры горизонтов)
7. Горизонт, ярус включающий	 (наименование) (шифры горизонтов)
8. Горизонт, ярус включающий	 (наименование) (шифры горизонтов)
9. Список номеров таблиц (I606)	I, 2, 3, 4, 5, I4
10. Список номеров таблиц (I658)	3.6, 3.8, 2. I4
11. Вид проекта для таблицы I4 программы I606	технологическая схема разработки
12. 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.

1. ВВЕДЕНИЕ .....	
2. АНАЛИЗ И АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПОДГОТОВКА ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ, ПОВЕРХНОСТНЫХ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ	
2.1. Анализ данных исследования пластовых нефтей и газов .....	
2.2. Подготовка результатов исследования нефтей и газов для занесения в автоматизированный банк геолого-промысловых данных .....	
3. ПЕРАБОТКА И РАСЧЕТ ДАННЫХ ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭВМ . . . . .	
3.1. 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. Получение расчетов с ЭВМ	
4. ПРИЛОЖЕНИЕ .....	