

Министерство нефтяной промышленности

**МЕТОДИКА
ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА
РАБОЧЕГО АГЕНТА**

РД 39-2-885-83

1983

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического
Управления Миннефтепрома

 Ю. Н. Байди́ков

"31" 10 1983г.

МЕТОДИКА

ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА РАБОЧЕГО АГЕНТА

РД 39 - 2-885-83

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной
промышленности (СибНИИП)

Директор института

Ответственный исполнитель:

Заведующий сектором
технологии газлифта

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Упрнефтегаздобычи
Миннефтепрома

Директор НИИП

 Е. Д. Ефремов

 В. А. Шибанов

 В. В. Гнатченко
04/83

Г. Г. Вахитов

1983

Приведены методы расчета распределения газа по группе газлифтных скважин при его дефиците с целью обеспечения максимально возможного уровня добычи нефти имеющимся объемом компримированного газа.

Работа предназначена для инженерно-технических и научных работников, занимающихся вопросами проектирования, исследования и эксплуатации газлифтных скважин.

Методика разработана сотрудниками отдела техники и технологии добычи нефти и газа Сибиини совместно со специалистами производственных предприятий Главтоменнефтегаза.

Авторы: В.А.Шибанов, В.А.Попов, В.А.Гороцкилов, Г.С.Ли, Е.П.Ванюндян, Н.Ф.Подшивалова, В.А.Башин, Н.Ф.Мишалов.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА РАБОЧЕГО АГЕНТА

Приказом Главтюменнефтегаза

от 20.06.83 г. № 387

Срок введения установлен с 1.07.83г.

Срок действия до 1.07.1988 г.

Настоящая методика предназначена для обоснования рациональных режимов работы газлифтных скважин в условиях дефицита компримированного газа. Решение задачи осуществляется аналитическим методом.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Одним из перспективных методов сокращения удельного расхода газа и увеличения добычи нефти, как показывают теоретические и промысловые исследования, является рациональное распределение газа по газлифтным скважинам.

1.2. По данным исследований, рациональное распределение газа позволит сократить удельный расход газа по сравнению с индивидуальным выбором режима работы газлифтных скважин по наименьшему удельному расходу газа методом АЗНИИИ на 10-20%. Этот метод не требует дополнительных капитальных вложений и может быть быстро внедрен в практику.

1.3. При эксплуатации группы газлифтных скважин с различным характером зависимости дебита жидкости от расхода нагнетаемого газа суммарный отбор нефти (жидкости) будет зависеть от заданного распределения газа по скважинам, т.е. при различных вариантах

распределения газа по скважинам будет получен различный суммарный отбор нефти (жидкости).

I.4. Возникает задача подбора такого варианта распределения ресурса газа по скважинам, при котором был бы получен максимальный отбор нефти (жидкости) с группы скважин. Она особенно актуальна в условиях дефицита компримированного газа, когда имеющийся ресурс газа не обеспечивает работу каждой газлифтной скважины с максимальным дебитом жидкости.

I.5. Впервые подобная задача для эксплуатации скважин была поставлена в 30-х годах А.М. Пирвердяном, который внес большой вклад в решение ее математическим методом. В настоящее время в связи с широким развитием газлифтного способа добычи нефти значительно вырос интерес к данной проблеме и появилось ряд публикаций, посвященных данному вопросу.

I.6. В этих работах процесс распределения газа по газлифтным скважинам осуществляется следующим образом. В начальный момент по всем скважинам задано одинаковое приращение расхода газа. После этого ранжируют скважины в ряд по мере убывания приращения дебита. В дальнейшем ресурс газа распределяется так: вначале задано увеличение расхода газа в скважине с максимальным приращением дебита (первой скважине) до тех пор, пока это приращение не станет равным измеренному ранее приращению во второй скважине. Таким образом ведется процесс по всем скважинам, пока не будет использован весь имеющийся ресурс газа.

I.7. Известен также способ распределения газа по группе газлифтных скважин методом динамического программирования, в котором решение задачи осуществляется путем перебора по определенному правилу всех возможных режимов работы скважин с заданным шагом по расходу газа. Однако использование метода динамического программирования требует большого объема операционной памяти.

I.8. Общим недостатком вышенеречисленных способов является то, что все они основаны на дискретном пошаговом процессе расчета, что приводит к уменьшению точности распределения газа, так как решение ищется в дискретных точках, в то время как искомый режим может находиться в любом диапазоне между точками. Снижение величины шага по расходу газа приводит к значительному увеличению объема вычислений.

I.9. В настоящей методике предложен алгоритм рационального распределения газа, полученный с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа, который позволяет оперативно выбрать режимы работы газлифтных скважин с помощью простых вычислительных процедур и не требует большого объема памяти ЭВМ.

I.10. По этому алгоритму в методике предусмотрено четыре варианта расчета рационального распределения газа:

по первому варианту задается общий отбор жидкости и минимизируется суммарный расход газа по группе газлифтных скважин;

по второму — общий отбор нефти и минимизируется суммарный расход газа по группе газлифтных скважин;

по третьему — общий расход газа и максимизируется суммарный отбор жидкости с группы газлифтных скважин;

по четвертому — общий расход газа и максимизируется суммарный отбор нефти с группы газлифтных скважин.

I.11. Первые два варианта расчета применимы в том случае, когда по какому-либо участку или блоку месторождения по условиям разработки необходимо получать заданный отбор нефти (жидкости). В этом случае счет по первому или второму варианту позволяет получить заданный отбор минимальным количеством рабочего агента. Распределение оставшегося количества рабочего агента по остальным скважинам осуществляется по третьему и четвертому вариантам.

I.12. В целях ускорения расчетов, кроме метода ручного счета, дается метод расчета на ЭВМ серии ЕС.

1.13. В программе для ЭВМ (приложение I) предусмотрен расчет распределения газа по любому из вышеописанных вариантов, а также счет последовательно по всем четырем вариантам.

1.14. На дату проведения расчетов необходимо иметь результаты промышленных исследований по всем газлифтным скважинам. Эти исследования необходимо провести одновременно по всей группе скважин, что создает определенные трудности для соответствующих служб по исследованию скважин и вынуждает частично использовать результаты ранее проведенных исследований, а также расчетные методы для определения зависимости дебита жидкости от расхода газа.

В настоящей методике приводится программа "PERFTE" для расчета теоретической зависимости работы газлифтной скважины (приложение 2).

2. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА ПРИ ЗАДАННОМ ОБЩЕМ РАСХОДЕ ГАЗА ПО ГРУППЕ СКВАЖИН

2.1. Задача о рациональном распределении газа по группе газлифтных скважин при заданном суммарном расходе газа ставится при следующих заданных значениях:

- n - общее число газлифтных скважин, входящих в группу;
- V_0 - суммарный расход компримированного газа;
- θ_i - обводненность продукции по i -й скважине;
- $q_{in}; V_{in}$ - дебит жидкости и расход газа, полученные по результатам промышленных исследований по i -й скважине.

2.2. Требуется распределить газ по скважинам таким образом, чтобы обеспечить максимально возможный уровень добычи жидкости имеющимся объемом компримированного газа (V_0).

2.3. Математически задача ^{или} формулируется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^n q_{i \text{ РАЦ}} (V_{i \text{ РАЦ}}) \rightarrow \max, \quad (1)$$

при условии

$$\sum_{i=1}^n V_{i, \text{РАЦ}} = V_0 ; \quad (2)$$

$$V_{i, \text{КРИТ.1}} \leq V_{i, \text{РАЦ}} \leq V_{i, \text{КРИТ.2}} ; \quad (3)$$

$$q_{i, \text{КРИТ.1}} \leq q_{i, \text{РАЦ}} \leq q_{i, \text{КРИТ.2}} ; \quad (4)$$

где $q_{i, \text{РАЦ}}$; $V_{i, \text{РАЦ}}$ — дебит жидкости и расход газа по i -й скважине при рациональном распределении газа, соответственно;

$V_{i, \text{КРИТ.1}}$; $V_{i, \text{КРИТ.2}}$ — левые и правые ограничения по расходу газа в i -й скважине, соответственно;

$q_{i, \text{КРИТ.1}}$; $q_{i, \text{КРИТ.2}}$ — левые и правые ограничения по дебиту жидкости в i -й скважине, соответственно.

2.4. Рабочая характеристика газлифтной скважины, отражающая зависимость между дебитом и расходом газа, описывается полиномом второй степени вида:

$$q_i = a_i \cdot V_i^2 + b_i V_i + c_i \quad (5)$$

где q_i — дебит жидкости i -й скважины;

V_i — расход газа по i -й скважине;

a_i, b_i, c_i — постоянные коэффициенты.

2.5. Постоянные коэффициенты, входящие в формулу (5), определяются в результате обработки промышленных исследований q_{in}, V_{in} скважин методом наименьших квадратов.

2.6. Решение системы уравнений (5) для группы скважин с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа дает следующие расчетные зависимости рационального распределения газа по скважинам:

$$\Delta q_{\text{опт.}} = \frac{V_{\text{в}} + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{2a_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2a_i}}; \quad (6)$$

где $\Delta q_{\text{опт.}}$ — оптимальное приращение дебита жидкости на единицу расхода газа.

2.7. Расход газа по каждой скважине определяется по формуле:

$$V_{i \text{ рац}} = \frac{\Delta q_{\text{опт.}} - b_i}{2a_i}, \quad (7)$$

где $V_{i \text{ рац}}$ — расход газа на скважину при рациональном распределении газа.

2.8. Дебит скважины при рациональном распределении газа

$q_{i \text{ рац}}$ с учетом формулы (7) определяется по формуле (5).

2.9. После проведения расчетов по всем скважинам производится выявление скважин, в которых не выполняются условия (3) или (4), после чего этим скважинам присваиваются значения:

$V_{i \text{ рац}} = V_{i \text{ крит.1}}$; $q_{i \text{ рац}} = q_{i \text{ крит.1}}$, если не выполняются левые ограничения зависимостей (3) и (4), и $V_{i \text{ рац}} = V_{i \text{ крит.2}}$; $q_{i \text{ рац}} = q_{i \text{ крит.2}}$ если не выполняются правые ограничения зависимостей (3), (4).

2.10. Эти скважины исключаются из дальнейшего расчета. По оставшимся скважинам расчет рационального распределения газа производится повторно.

2.11. Таким образом процесс расчета продолжается до тех пор, пока по оставшимся скважинам не будут выполняться условия формул (3), (4).

2.12. Определение левых и правых ограничений по скважинам производится в следующей последовательности:

для фонтанирующей скважины ($C_i > 0$):

$$V_{i \text{ крит.1}} = 0 ; \quad Q_{i \text{ крит.1}} = C_i ; \quad (8)$$

$$V_{i \text{ крит.2}} = V_{i \text{п макс}} ; \quad Q_{i \text{ крит.2}} = Q_{i \text{п макс}} ; \quad (9)$$

для нефонтанирующей скважины ($C_i \leq 0$):

$$V_{i \text{ крит.1}} = V_{i \text{п мин}} ; \quad Q_{i \text{ крит.1}} = Q_{i \text{п мин}} ; \quad (10)$$

$$V_{i \text{ крит.2}} = V_{i \text{п макс}} ; \quad Q_{i \text{ крит.2}} = Q_{i \text{п макс}} ; \quad (11)$$

где $Q_{i \text{п макс}}$ - максимальный дебит жидкости на результатах промысловых исследований по i -й скважине;

$V_{i \text{п макс}}$ - расход газа, соответствующий $Q_{i \text{п макс}}$ из результатов промысловых исследований по i -й скважине;

$V_{i \text{п мин}}$ - минимальный расход газа из результатов промысловых исследований по i -й скважине;

$Q_{i \text{п мин}}$ - дебит жидкости, соответствующий $V_{i \text{п мин}}$ из результатов промысловых исследований по i -й скважине.

2.13. Левые и правые ограничения по п. 2.12 могут быть приняты также исходя из каких-либо технических или технологических причин. Это может быть связано: с выравниванием по пласту профиля нагнетания воды; ограничением максимальной депрессии на продуктивные горизонты вследствие выноса мехпримесей и разрушения скелета пласта, разгазирования нефти в призабойной зоне пласта, смятия обсадной колонны; с возможностью гидратообразования в газлифтном оборудовании, замораживания выкидных линий в зимний период времени и т.д.

2.14. Для рационального распределения газа по скважинам с целью получения максимально возможного уровня добычи нефти

уравнение (5) преобразуется следующим образом:

$$q_{in} = a_{in} V_i^2 + b_{in} V_i + c_{in} \quad (12)$$

где $q_{in} = q_i (1 - \theta_i)$;

$$a_{in} = a_i (1 - \theta_i);$$

$$b_{in} = b_i (1 - \theta_i);$$

$$c_{in} = c_i (1 - \theta_i);$$

здесь q_i - дебит нефти по i -й скважине;

a_{in}, b_{in}, c_{in} - постоянные коэффициенты.

2.15. Оптимальное приращение дебита нефти определяется по формуле:

$$\Delta q_{opt.n} = \frac{V_0 + \sum_{i=1}^n \frac{b_{in}}{2a_{in}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2a_{in}}} \quad (13)$$

2.16. Рациональный расход газа на скважину определяется из выражения:

$$V_{i \text{ рац.}} = \frac{\Delta q_{opt.n} - b_{in}}{2a_i} \quad (14)$$

2.17. Дебит нефти скважины при рациональном распределении газа ($q_{in \text{ рац.}}$) с учетом формулы (14) определяется по формуле (12).

2.18. Проверка на выполнение условий (3), (4) и определение левых и правых ограничений по каждой скважине производится аналогично пунктам 2.9 - 2.13, где вместо термина "дебит жидкости" следует использовать термин "дебит нефти".

3. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА ПРИ ЗАДАННОМ ОБЪЕМ ОТБОРЕ ЖИДКОСТИ (НЕФТИ)

3.1. Задача о рациональном распределении газа по группе газ-
лифтных скважин при заданном суммарном отборе жидкости (нефти)

Q_0 ($Q_{сн}$) ставится следующим образом.

Заданы значения: n, Q_0 ($Q_{сн}$), $q_{ин}$, $V_{ин}$, θ_i . Требуется распреде-
лить газ по скважинам таким образом, чтобы получить заданный сум-
марный отбор жидкости (нефти) минимальным количеством газа.

3.2. Решение системы уравнений (5) с использованием метода
неопределенных множителей Лагранжа дает следующую зависимость для
определения ΔQ_{opt}

$$\Delta Q_{opt} = \sqrt{\frac{Q_0 + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{4a_i} - \sum_{i=1}^n C_i}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{4a_i}}} \quad (15)$$

3.3. Расход газа по каждой скважине определяется по формуле
(7).

3.4. Дебит жидкости скважины при рациональном распределении
газа, с учетом формулы (7) определяется по формуле (5).

3.5. Проверка на выполнение условий (3), (4) и определение
левых и правых ограничений по каждой скважине производится так же,
как в п.п. 2.9 – 2.13 данного руководящего документа.

3.6. Для решения задачи рационального распределения газа по
группе газлифтных скважин при заданном суммарном отборе нефти
($Q_{сн}$) используются зависимости (12) и (14).

3.7. Оптимальное приращение дебита нефти определяется по
формуле:

$$\Delta Q_{optн} = \sqrt{\frac{Q_{сн} + \sum_{i=1}^n \frac{b_{ин}^2}{4a_{ин}} - \sum_{i=1}^n C_{ин}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{4a_{ин}}}} \quad (16)$$

3.8. Рациональный расход газа по скважине определяется по формуле (14).

3.9. Дебит нефти по скважине - по формуле (12).

3.10. Проверка на выполнение условий (3), (4) и определение левых и правых ограничений по каждой скважине производится аналогично п. 2.18.

4. АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА РАСЧЕТА РАЦИОНАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА

4.1. Ниже (см. приложение I) приводится исходный текст программы "G-LF" на языке PASCAL, с помощью которой осуществляется расчет рационального распределения газа.

4.2. Программа "G-LF" содержит следующие переменные:

A JJ - коэффициент a_i в уравнении (5);

B JJ - коэффициент b_i в уравнении (5);

C JJ - коэффициент c_i в уравнении (5);

MVSU - индикатор "выпавших" скважин по расходу газа, т.е. тех скважин, которые не удовлетворяют условию (3).

MVSQ - индикатор "выпавших" скважин по дебиту, т.е. тех скважин, которые не удовлетворяют условию (4);

V JV - вычисленный рациональный расход газа V_i рад. по i-й скважине;

Q JV - вычисленный рациональный дебит скважины Q_i рад. (Q_i рад.) по i-й скважине;

I, J, K - индексы;

PER, PER1, PER2 - промежуточные переменные;

MN - индикатор вида обработки, $MN = 1$ - соответствует первому варианту (см. п. 1.10), $MN = 2$ - второму, $MN = 3$ - третьему, $MN = 4$ - четвертому.

- AB — счетчик циклов "выпадения" скважин;
- MN — индикатор "выпадения" скважин;
- OVCH — общая величина V_o , Q_o , $Q_{он}$ без "вышедших" скважин;
- QZ3, V03 — переменные циклов;
- UF8 — вычисленный рациональный дебит нефти $q_{iн рац}$ (для MN = 1, 3) или дебит жидкости $q_{i рац}$ (для MN = 2, 4) по i-й скважине;
- UF84 — вычисленный удельный расход газа по нефти для (MN = 1, 3) или по жидкости (для MN = 2, 4) по i-й скважине;
- PECH — переменная для вывода на печать.

4.3. Входные данные для программы "G.L.F.":

- V01 — заданный минимальный общий расход газа по группе газлифтных скважин, V_o , тыс. $m^3/сут$;
- V02 — заданный максимальный общий расход газа по группе газлифтных скважин, V_o , тыс. $m^3/сут$;
- V0H — шаг по общему расходу газа, тыс. $m^3/сут$;
- QZ1 — заданный минимальный общий отбор жидкости по группе газлифтных скважин, Q_o , $m^3/сут$;
- QZ2 — заданный максимальный общий отбор жидкости по группе газлифтных скважин, Q_o , $m^3/сут$;
- QZH — шаг по общему отбору жидкости, $m^3/сут$;
- QN1 — заданный минимальный общий отбор нефти по группе газлифтных скважин, $Q_{он}$, $m^3/сут$;
- QN2 — заданный максимальный общий отбор нефти по группе газлифтных скважин, $Q_{он}$, $m^3/сут$;
- QNH — шаг по общему отбору нефти, $m^3/сут$;
- NS — номер i-й газлифтной скважины;
- KO — обводненность i-й газлифтной скважины θ ;
- VC — левое ограничение по расходу газа в i-й скважине, $V_{i крит I}$, тыс. $m^3/сут$;
- QC — левое ограничение по дебиту жидкости в i-й скважине, $Q_{i крит I}$, $m^3/сут$;

CHZ - число замеров q_{in} и V_{in} по i -й скважине;

VJZ - расход газа по промышленным исследованиям по i -й скважине V_{in} , тыс. м³/сут;

QJZ - дебит жидкости по промышленным исследованиям по i -й скважине q_{in} , м³/сут.

4.4. Блок-схема программы "G-LF" приведена на рис. 1.

4.5. Программа "G-LF" состоит из главной программы и четырех процедурных блоков "PROC1", "PROC2", "PROC3", "PROC4".

4.6. В процедурном блоке "PROC1" для вариантов $MN = 1, 2$ вычисляются величины ΔQ_{opt} по формулам (15) и (16). После этого вызывается процедурный блок "PROC2". Если в блоке "PROC2" часть скважин не удовлетворяют какому-либо условию формул (3) и (4), то корректируется общий дебит жидкости (нефти) q_o ($q_{он}$) и расчет величины ΔQ_{opt} производится повторно.

4.7. Скорректированный q_o ($q_{он}$) представляет собой разность между первоначально заданным суммарным дебитом жидкости (нефти) и величиной $\sum_{i=1}^N q_{i, крит}$ по N "выпавшим" скважинам. Таким же образом производится корректировка остальных членов формул (15) и (16).

4.8. В процедурном блоке "PROC2" определяются дебиты и расходы газа по формулам (5) и (7) и производится проверка вычисленных расходов газа и дебитов по формулам (3) и (4). Скважина, не удовлетворяющая условию (4), помечается символом $MVSQ = AB$, а не удовлетворяющая условию формулы (3), символом $MVSU = AB$.

4.9. В процедурном блоке "PROC3" приводятся форматы для вывода на печать результатов по всем скважинам. Здесь также рассчитываются дополнительные показатели работы каждой скважины:

удельный расход газа по жидкости (для $MN = 2, 4$);

удельный расход газа по нефти (для $MN = 1, 3$);

дебит жидкости (для $MN = 2, 4$);

дебит нефти (для $MN = 1, 3$).

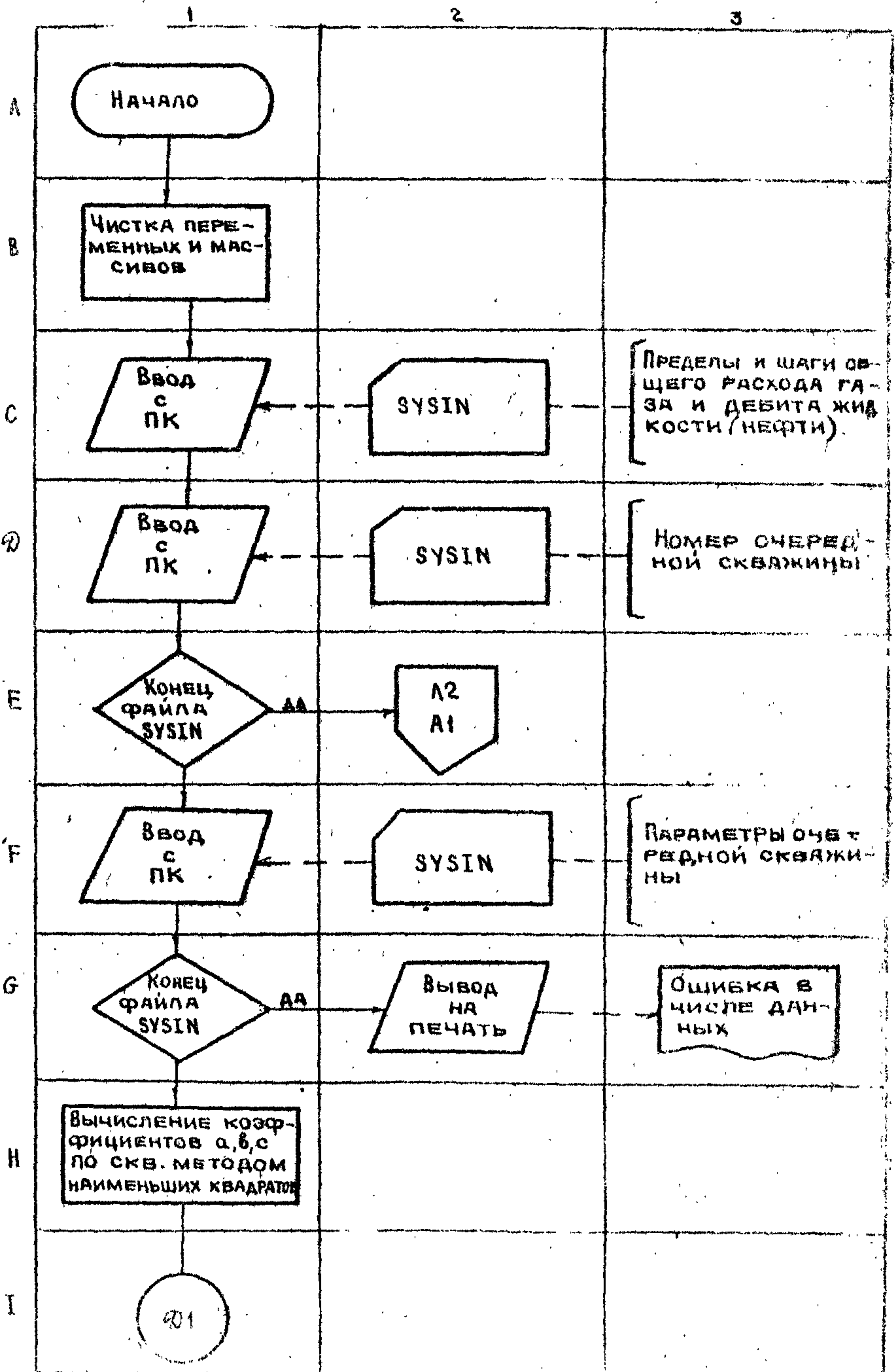
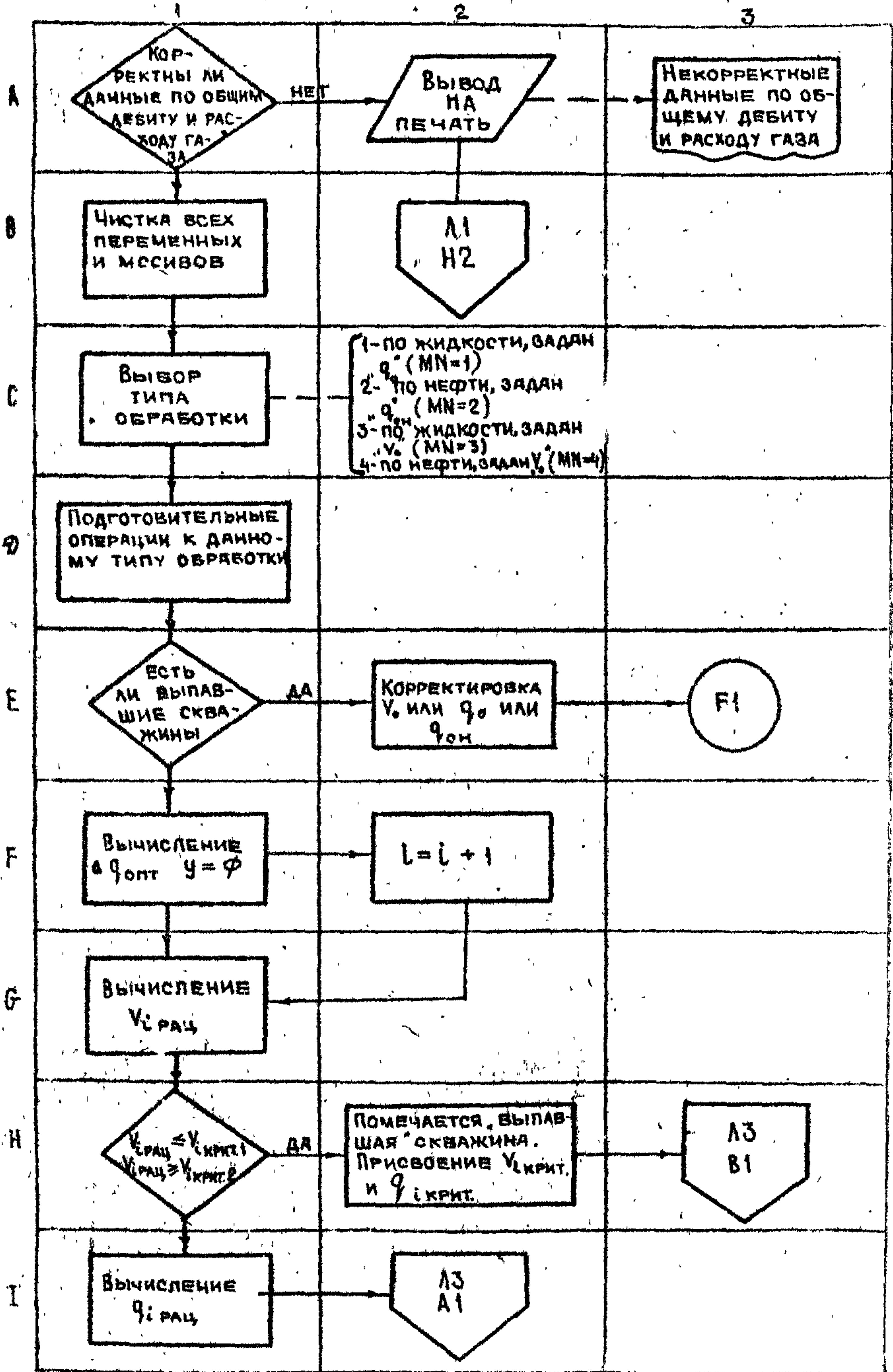


РИС I



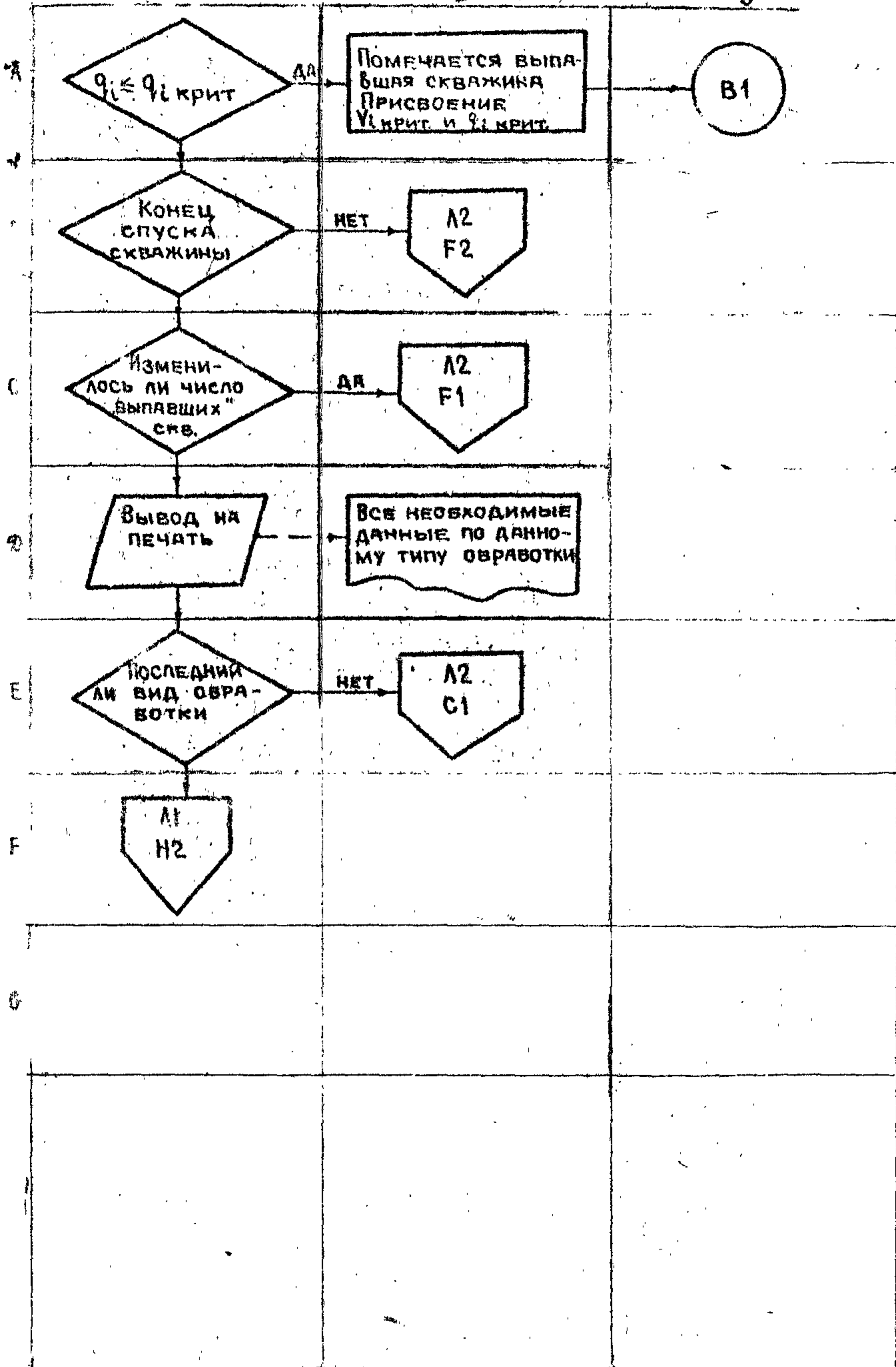


Рис I

4.10. Если по i -й скважине выполняется условие $MVS_V(I) \neq 0$, то выдается сообщение на печать "скважина выпала при "MVS_V(I)" прочете по расходу".

4.11. Если по i -й скважине выполняется условие $MVS_Q(I) \neq 0$, то выдается сообщение на печать "скважина выпала при "MVS_Q(I)" прочете по дебиту".

4.12. В процедурном блоке "PROC4" производится вычисление величины ΔQ_{opt} при заданном расходе газа ($MN = 3,4$) по формулам (6), (13).

4.13. Затем вызывается "PROC2", где рассчитываются дебиты и расходы газа по каждой скважине. В случае выполнения какого-либо условия из формул (3), (4) корректировка заданного суммарного расхода газа V_0 и остальных членов зависимости (6) и (13) производится аналогично п. 4.7. настоящей методики.

4.14. В главной программе осуществляется ввод общего дебита жидкости, нефти и компримированного газа.

Выбор варианта обработки производится путем проверки введенных параметров q_0 , $q_{он}$, V_0 на ноль. При равенстве нулю соответствующего показателя данный вид обработки исключается.

4.15. По результатам промысловых испытаний скважин q_{in} и V_{in} вычисляются коэффициенты уравнения (5) a_i , b_i , c_i методом наименьших квадратов.

4.16. Проверяется корректность входных данных q_0 , $q_{он}$, V_0 по следующим зависимостям:

$$\sum_{i=1}^n V_{крит i} \leq V_0 ; \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^n q_{i крит i} \leq q_0 ; \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^n q_{in крит i} \leq q_{он} \quad (19)$$

4.17. Если не соблюдается какое-либо условие, по формулам (17), (18), (19) на печать выдается сообщение о некорректности соответствующей величины.

4.18. Ниже приводится перечень выходных данных программы "G/LF".

4.19. По группе скважин производится печать следующих параметров:

заданный общий дебит жидкости q_0 ($\text{м}^3/\text{сут}$), нефти $q_{он}$ ($\text{м}^3/\text{сут}$), расход газа V_0 (тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$), в зависимости от варианта по которому производится расчет;

вычисленный общий объем газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;

вычисленный общий дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

вычисленный общий дебит нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$;

вычисленный удельный расход газа по жидкости, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

вычисленный удельный расход газа по нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

4.20. По каждой скважине производится печать следующих параметров:

номер скважины;

обводненность продукции;

критический расход газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;

критический дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

вычисленный расход газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;

вычисленный дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

вычисленный дебит нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$;

расход газа по результатам промысловых исследований, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;

дебиты жидкости по результатам промысловых исследований, $\text{м}^3/\text{сут}$;

удельный расход газа по жидкости на вычисленном режиме работы, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

удельный расход газа по нефти на вычисленном режиме работы, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

коэффициенты a_i , b_i , c_i уравнения (5) и (12).

4.21. В приложении I приведен исходный текст программы "G/LF" с контрольным примером по расчету распределения газа по десяти газлифтным скважинам для вариантов $MN = 1, 2, 3, 4$.

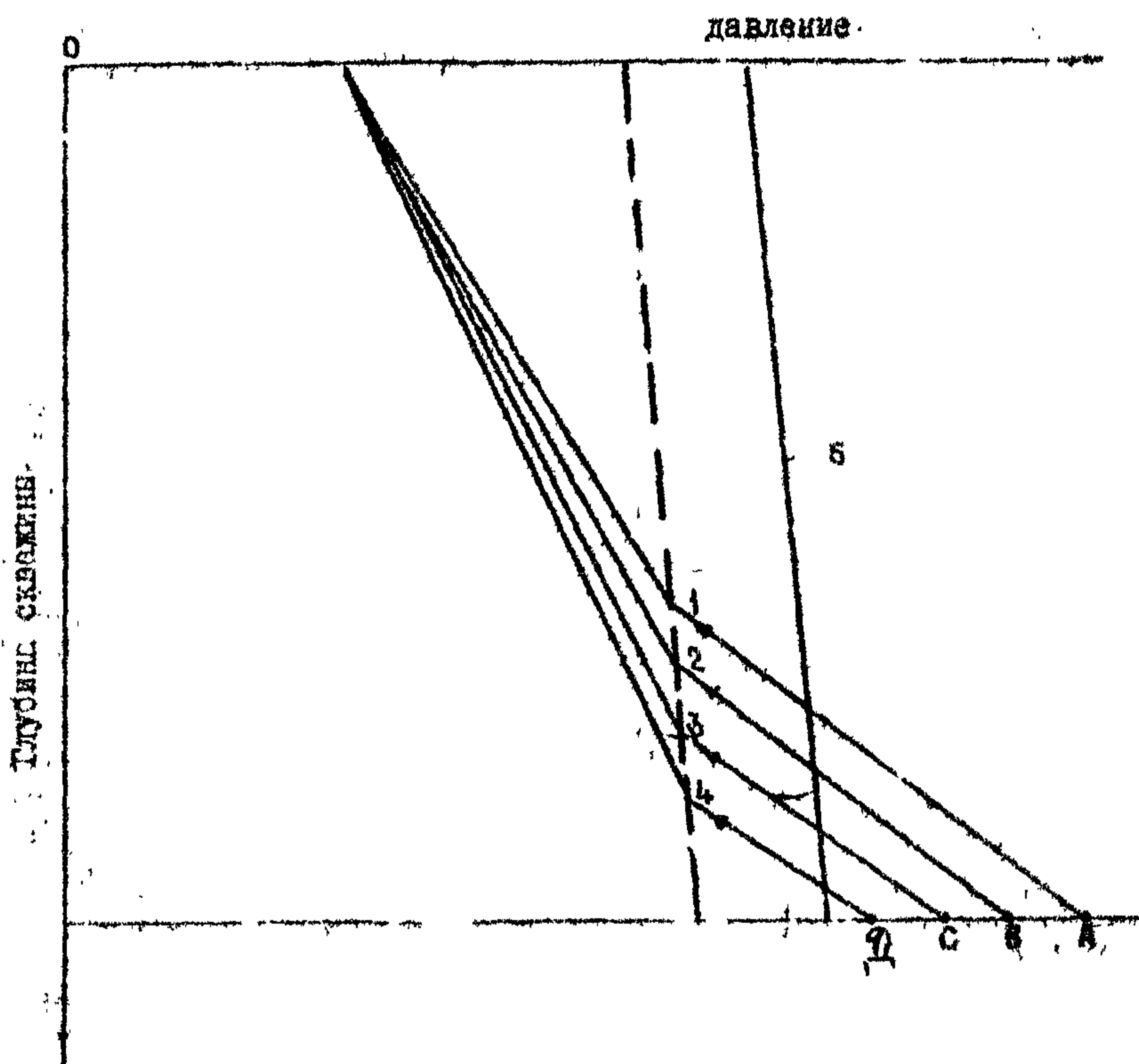
5. ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ РАБОЧЕЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

5.1. При выборе режимов работы газлифтных скважин в условиях дефицита рабочего агента необходимо иметь результаты промысловых исследований по всем скважинам для построения их рабочих характеристик (зависимость дебита жидкости от расхода закачиваемого газа). Эти исследования скважин должны быть проведены за возможно меньший отрезок времени, чтобы уменьшить влияние динамики разработки месторождения (изменение пластового давления, обводненности продукции и др.). Однако на практике это не всегда осуществимо, особенно при большом фонде газлифтных скважин.

5.2. В этих условиях возрастает роль расчетных методов определения кривых рабочих характеристик газлифтных скважин. В настоящей методике приводится программа "PERFTE", с помощью которой по входным геолого-техническим данным рассчитывается теоретическая рабочая характеристика конкретной скважины.

5.3. Процесс расчета происходит следующим образом. Задается величина дебита жидкости и по известному коэффициенту продуктивности и пластовому давлению определяется забойное давление (А, В, С, Д, см. рис. 2). По известной величине забойного давления, дебита жидкости и пластового газового фактора рассчитывается давление по стволу скважины и определяется глубина ввода газа в лифт (1, 2, 3, 4; см. рис. 2), после чего рассчитывается количество нагнетаемого газа.

Схема расчета рабочей характеристики скважины



A, B, C, D - забойные давления; 1, 2, 3, 4 - глубины ввода газа в лифт; 5 - градиент давления газа

Рис. 2

5.4. Программа "PERFTE" состоит из главной программы и трех подпрограмм "INPUT", "GRAQ" и "GRADQ".

5.5. Исходные данные представлены величинами: расход закачиваемого газа, дебит нефти, дебит жидкости, удельный расход газа, забойное давление.

5.6. Задаваясь различными расходами жидкости, рассчитываются значения забойного давления. Вызывается подпрограмма "GRADQ", которая определяет положение точки ввода газа. Затем вызывается подпрограмма "GRAQ" и определяется количество закачиваемого газа, которое соответствует принятому расходу жидкости.

5.7. Входные данные для программы "PERFTE":

OCR - относительный удельный вес нефти (пресная вода = 1);

WGR - относительный удельный вес воды (пресная вода = 1);

GGR - относительный удельный вес пластового газа (воздух = 1);

FINGR - относительный удельный вес инжектируемого газа (воздух = 1);

QLIQ - расход жидкости, м³/сут;

FGOR - пластовый газонефтяной фактор, м³/м³;

WSC - обводненность продукции;

TWF - забойная температура в потоке, °C;

TWN - температура потока в устье скважины, °C;

TINS - температура инжектируемого газа на поверхности, °C;

QT - длина насосно-компрессорных труб (НКТ), м;

QD - пробуренная глубина, м;

LVQ - вертикальная глубина, м;

QIN - внутренний диаметр НКТ, дюйм;

QOIN - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, дюйм;

PWS - пластовое давление, кгс/см²;

PI - коэффициент продуктивности, м³/сут/кгс/см²;

PG - давление нагнетаемого газа на поверхности, кгс/см²;

5.8. Программа "PERFTE" использует подпрограммы "GRAФ" и "GRAФ1", которые определяют профиль давления потока смеси газа и жидкости в НКТ и в которых заложена методика Бакоенделла - Томаса, уточненная по промышленным замерам давления в фонтанных и разливных скважинах месторождений Западной Сибири.

5.9. С помощью подпрограммы "GRAФ" определяется давление на любой данной исходной глубине НКТ, начиная с данных давления и глубины (поверхность, глубина установки клапана, забой скважины) и расчеты выполняются либо сверху вниз, либо снизу вверх, в зависимости от значения NUP . Если значения NUP в главной программе приняты равным единице, то расчеты ведутся снизу вверх, если $NUP = 0$, то сверху вниз.

5.10. При расчетах, начинающихся с поверхности, $SIGMAN = 0$. При расчетах, начинающихся с забоя, $SIGMAN = TVD$. При расчетах, начинающихся с глубины установки любого клапана, $SIGMAN$ равна глубине установки данного клапана.

5.11. Единственным выходными данными этой подпрограммы является величина $POAGE$, которая представляет собой давление на данной исходной глубине.

5.12. Входные данные подпрограммы "GRAФ":

- PS - атмосферное давление;
- TS - температура при нормальных условиях;
- OGR - относительный удельный вес нефти;
- WGR - относительный удельный вес воды;
- GGR - относительный удельный вес газа;
- GRPS - данное давление, с которого начинаются расчеты;
- QLIQ - расход жидкости;
- GIR - газожидкостный фактор;
- WC - обводненность продукции;
- TEM - средняя температура в НКТ;

Схема расчета глубины ввода газа в лифт

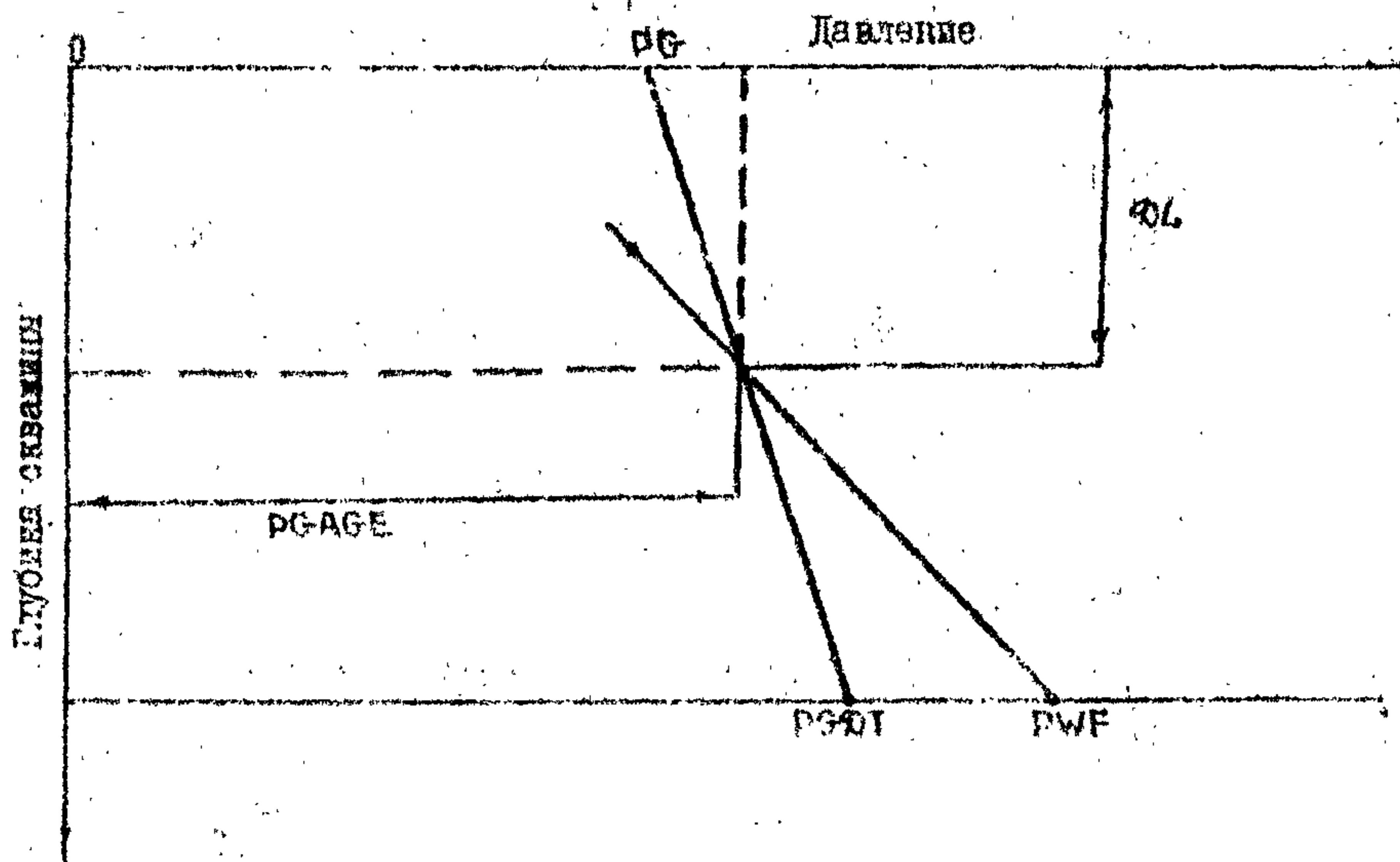


Рис. 3

ΦT – длина НКТ;
 $\Phi \Phi$ – пробуренная глубина скважины;
 SIGMAN – накопленная глубина для расчетов следующего значения
 $\Phi \Delta T A H$;

$\Phi I N$ – внутренний диаметр НКТ;
 $\Phi O I N$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;
 NUP – целое число, которое указывает подпрограмме, в каком направлении вести расчеты (вниз или вверх).

5.13. Подпрограмма "GRAFI" рассчитывает профиль давления, начиная с исходной линии (глубина скважины) и дачного давления (забойное давление), только в направлении снизу вверх и находит глубину ввода газа в лифт и давление на этой глубине (рис. 3).

5.14. Выходными данными этой подпрограммы являются два значения: $\Phi \Delta$ – глубина ввода газа в лифт и PGAGE – давление на глубине ввода газа.

5.15. Входные данные являются теми же самыми, что и для подпрограммы "GRAFO", за исключением того, что величина SIGMAN не присутствует, и включены дополнительно четыре параметра:

PG – давление закачиваемого газа на поверхности,
 PG- ΦT – давление закачиваемого газа на глубине DT,
 GGR Φ – градиент давления закачиваемого газа,
 TINS – температура закачиваемого газа на поверхности.

5.16. Исходный текст с контрольным примером программы "PERFTE" приведен в приложении 2.

6. ПРИМЕР РАСЧЕТА

6.1. Расчет распределения газа производится по пяти скважинам (табл. 1). Левые ограничения по каждой скважине (V_i крит I и Q_i крит I) приняты согласно формулам (8) и (10). Режимы работы разлифтовых скважин с наименьшими удельными расходами газа,

определенными по методу АЗНЦН, приведены в табл. 2.

6.2. Расчет производится по 2-ому и 3-ему вариантам (см. п. 1.10), причем в качестве исходных данных V_0 и $Q_{0н}$ принимаются результаты работы газлифтных скважин с наименьшим удельным расходом газа (см. табл. 2).

6.3. Расчет распределения газа по третьему варианту при заданном общем расходе компримированного газа ($V_0 = 19,32$ тыс. м³/сут) производится следующим образом.

6.4. С учетом коэффициентов a_i , b_i , c_i (табл. 1) рассчитывается оптимальное приращение дебита жидкости на единицу расхода газа по формуле (6).

$$\Delta Q_{\text{опт}} = \frac{19,32 - 29,57}{0,3162} = 32,421$$

6.5. Расчет расхода газа и дебита жидкости на скважину при рациональном распределении газа производится по формулам (7) и (15) соответственно.

$$V_{1\text{рац}} = \frac{32,421 - 36,853}{2 \cdot (-3,956)} = 0,56 \text{ тыс м}^3/\text{сут}; \quad Q_{1\text{рац}} = 124,8 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{2\text{рац}} = \frac{32,421 - 141,841}{2 \cdot (-17,139)} = 3,19 \text{ тыс м}^3/\text{сут}; \quad Q_{2\text{рац}} = 229,2 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{3\text{рац}} = \frac{32,421 - 200,210}{2 \cdot (-25,013)} = 3,35 \text{ тыс м}^3/\text{сут}; \quad Q_{3\text{рац}} = 245,2 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{4\text{рац}} = \frac{32,421 - 126,494}{2 \cdot (-8,768)} = 5,37 \text{ тыс м}^3/\text{сут}; \quad Q_{4\text{рац}} = 70,2 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{5\text{рац}} = \frac{32,421 - 114,330}{2 \cdot (-5,979)} = 6,85 \text{ тыс м}^3/\text{сут}; \quad Q_{5\text{рац}} = 34,0 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6.6. Проверка на левые и правые ограничения по формулам (3) и (4) показала, что все вычисленные значения $V_{i\text{рац}}$ и $Q_{i\text{рац}}$ находятся в допустимой области работы скважин.

6.7. Таким образом, рациональное распределение $19,32 \text{ м}^3/\text{сут}$ газа по пяти скважинам позволяет получить суммарный отбор жидкости, равный $703,4 \text{ м}^3/\text{сут}$, что больше соответствующего отбора жидкости из табл. 2.

Таблица I

Исходные данные для расчета рационального распределения газа по газлифтным скважинам

Скважина	Обводненность продукции	Результаты промысловых исследований		Левые ограничения в формулах (3), (4)		Коэффициенты в формуле (5)		
		расход газа, V_i , тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$	дебит жидкости, Q_i , $\text{м}^3/\text{сут}$	расход газа, V_i крит, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$	дебит жидкости, Q_i крит, $\text{м}^3/\text{сут}$	a_i	b_i	c_i
1	0	0	100	0	100	-3,956	36,853	105,38
		1,0	145					
		1,7	155					
		2,0	175					
		3,0	165					
		4,8	195					
2	0,1	1,0	70	1,0	70	-17,139	141,84	-48,96
		1,29	110					
		1,6	145					
		2,6	185					
		3,2	223					
		3,5	260					
		4,0	240					
3	0,2	1,3	50	1,3	50	-25,013	200,21	-144,97
		1,5	120					
		2,3	200					

Продолжение таблицы I

Скважина	Обводненность продукции	Результаты промысловых исследований		Левые ограничения в формулах (3),(4)		Коэффициенты в формуле (5)		
		расход газа, $V_{гп}$ тыс. $m^3/сут$	дебит жидко-сти, $Q_{жп}$ $m^3/сут$	расход газа, $V_{скрит}$ тыс. $m^3/сут$	дебит жидко-сти, $Q_{скрит}$ $m^3/сут$	a_i	b_i	c_i
		3,0	215					
		4,3	250					
		5,0	235					
4	0,9	4,2	20	4,2	20	-8,7686	126,49	-356,06
		5,0	60					
		6,0	80					
		7,0	110					
		8,0	85					
		8,5	90					
5	0,8	6,5	20	6,5	20	-5,9794	114,33	-468,61
		7,5	60					
		8,0	60					
		8,5	65					
		9,0	80					

Таблица 2

Режим работы газлифтных скважин с наименьшими
удельными расходами газа

Скважина	Расход газа, тыс. $m^3/сут$	Дебит жидко-сти, $m^3/сут$	Дебит нефти, $m^3/сут$	Удельный расход газа по жидкости, m^3/m^3
1	0	105,4	105,4	0
2	1,69	141,8	127,6	11,9

Скважина	Расход газа, тыс. м ³ /сут	Дебит жид- кости, м ³ /сут	Дебит нефти, м ³ /сут	Удельный рас- ход газа по жидкости, м ³ /м ³
3	2,407	192	153,6	12,5
4	6,372	93,9	9,4	67,8
5	8,853	74,9	15	118,2
Итого	19,32	608	411	-

6.8. Расчет распределения газа по второму варианту при заданном общем отборе нефти ($Q_{он} = 411 \text{ м}^3/\text{сут}$) производится следующим образом.

6.9. По формуле (12) определяются коэффициенты $a_{ин}$, $b_{ин}$, $c_{ин}$.

6.10. Оптимальное приращение дебита нефти вычисляется по формуле (16)

$$\Delta Q_{\text{опт.н.}} = \sqrt{\frac{411 + (-825,39) - (-184,01)}{-0,5861}} = 19,83.$$

6.11. Расчет расхода газа и дебита нефти на скважине при рациональном распределении газа производится по формулам (14) и (12) соответственно.

$$V_{1\text{рац}} = \frac{19,83 - 36,853}{2 \cdot (-3,956)} = 2,15 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad Q_{1\text{нрац}} = 166,3 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{2\text{рац}} = \frac{19,83 - 127,66}{2 \cdot (-15,425)} = 3,49 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad Q_{2\text{нрац}} = 213,6 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{3\text{рац}} = \frac{19,83 - 160,17}{2 \cdot (-20,010)} = 3,51 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad Q_{3\text{нрац}} = 199,7 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{4\text{рац}} = \frac{19,83 - 12,65}{2 \cdot (-0,877)} = -4,09 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad Q_{4\text{нрац}} = 102,0 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{\text{брац}} = \frac{19,83 - 22,86}{2 \cdot (-1,196)} = 1,27 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad q_{\text{брац}} = -66,6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

6.12. Проверка на левые и правые ограничения по формулам (3) и (4) показала, что вычисленные значения $V_{\text{брац}}$ и $q_{\text{брац}}$ по скв. 4 и 5 не попадают в допустимую область работы.

6.13. Согласно п. 2.9 скв. 4 и 5 присваивается следующий режим работы:

$$V_{4\text{рац}} = V_{4\text{крит I}} = 4,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$q_{4\text{рац}} = q_{4\text{крит I}} = 2,0 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{5\text{рац}} = V_{5\text{крит I}} = 6,5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$q_{5\text{рац}} = q_{5\text{крит I}} = 4,0 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6.14. Эти скважины исключаются из дальнейшего расчета, а по оставшимся скважинам расчет производится повторно.

6.15. Корректируется величина $q_{\text{он}}$.

$$q_{\text{он}} = 411 - 2 - 4 = 405 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6.16. Рассчитывается оптимальное приращение дебита нефти по оставшимся трем скважинам.

$$\Delta q_{\text{опт н}} = \sqrt{\frac{405 + (-670,47) - (-54,69)}{-0,09189}} = 47,89.$$

6.17. По формулам (14) и (12) вычисляется расход газа и дебита нефти по каждой скважине.

$$V_{1\text{рац}} = \frac{47,89 - 36,853}{2 \cdot (-3,956)} = 1,39 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$q_{1\text{рац}} = 46,5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{2\text{рац}} = \frac{47,89 - 127,66}{2 \cdot (-15,42)} = 2,59 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{2\text{нрац}} = 183,1 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{3\text{рац}} = \frac{47,89 - 160,17}{2 \cdot (-20,01)} = 2,80 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{3\text{нрац}} = 175,6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6.18. Проверка на левые и правые ограничения по формулам (3) и (4) показала, что вычисленные значения $V_{1\text{рац}}$ и $Q_{1\text{нрац}}$ по скв. I не попадают в допустимую область работы.

6.19. Согласно п. 2.9 скв. I присваивается следующий режим работы:

$$V_{1\text{рац}} = V_{1\text{крит I}} = 0;$$

$$Q_{1\text{нрац}} = Q_{1\text{нкрит I}} = 100 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6.20. Скв. I исключается из дальнейшего расчета, по оставшимся скважинам расчет производится повторно.

6.21. Корректируется величина $Q_{\text{он}}$.

$$Q_{\text{он}} = 405 - 100 = 305 \text{ м}^3/\text{сут}$$

6.22. Рассчитывается оптимальное приращение дебита нефти по оставшимся двум скважинам.

$$\Delta Q_{\text{оптн}} = \sqrt{\frac{305 + (-584,63) - (-160,07)}{-0,02869}} = 64,55$$

6.23. По формулам (14) и (12) рассчитывается расход газа и дебит нефти по каждой скважине.

$$V_{2\text{рац}} = \frac{64,55 - 127,66}{2 \cdot (-15,42)} = 2,05 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{2\text{нрац}} = 152,5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

МЕТОДИКА
ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА РАБОЧЕГО АГЕНТА

РД 39-2-885-83

Отв. за выпуск
Редактор

В.А.Брейтер
Г.Ф.Тихонова

Подписано в печать 31.05.83 г.

Формат бумаги 60x84 I/16

Объем 2 п.л. Тираж 100 экз.

Заказ № 576

Ротапринт Сибиркини
Тюмень, Орджоникидзе, 35

```

GLF:      PROC OPTIONS(MAIN);
/*****
/* ВЫБОР РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗЛИФНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДЕБИЦУТА
/* РАБОЧЕГО АГЕНТА
*****/
DECL
(QZ1,QZ2,QZH) FLOAT(16), /* ЗАДАНЫ ОБЩИЙ ДЕБИТ */
/* ПО ЖИДКОСТИ */
IND FIXED(1),
UUU FIXED(14,11),
M1 FLOA (16),
M2 FLOA(16),
(QM1,QM2,QMH) FLOAT(16), /* ЗАДАНЫ ОБЩИЙ ДЕБИТ */
/* ПО НЕФТИ */
(VQ1,VQ2,VQH) FLOAT(16), /* ЗАДАНЫ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА */
NS(300) FIXED(6), /* НОМЕРА СКВАЖИН */
CHZ(300) FIXED(3), /* ЧИСЛО ЗАМЕРОВ ПО КАЖДОЙ СКВАЖИНЕ */
QJZ(300,10) FLOAT(16), /* ДЕБИТ ЖИДКОСТИ ПО ЗАМЕРАМ */
VJZ(300,10) FLOAT(16), /* РАСХОД ГАЗА ПО ЗАМЕРАМ */
VC(300) FLOAT(16), /* РАСХОД ГАЗА КРИТИЧЕСКИЙ */
QC(300) FLOAT(16), /* ДЕБИТ ЖИДКОСТИ КРИТИЧЕСКИЙ */
UF8 PIC'ZZ9.V9',
UF84 PIC'ZZZZ9.V99',
UF9 PIC'Z9.V99',
KO(300) FLOAT(16), /* КОЭФФИЦИЕНТ ОБВОДНЕНИЯ */
AJJ(300) FLOAT(16), /* КОЭФФИЦИЕНТ КВАДРАТНОГО УРАВНЕНИЯ */
BJJ(300) FLOAT(16), /* ----- */
CJJ(300) FLOAT(16), /* ----- */
MVSU(300) FIXED(2), /* ИНДИКАТОР ВЫПАВШИХ СКВАЖИН ПО */
/* РАСХОДУ ГАЗА */
MVSQ(300) FIXED(2), /* ИНДИКАТОР ВЫПАВШИХ СКВАЖИН ПО */
/* ДЕБИТУ */
VJV(300) FLOAT(16), /* РАСХОД ГАЗА ВЫЧИСЛЕННЫЙ */
QJV(300) FLOAT(16), /* ДЕБИТ ВЫЧИСЛЕННЫЙ */
(I,J,K) FIXED(4), /* ИНДЕКСЫ */
(PER,PER1,PER2) FLOAT(16), /* ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ПЕРЕМЕННЫЕ */
VJ2(10) FLOAT(16), /* КВАДРАТ РАСХОДА ГАЗА */
VJ3(10) FLOAT(16), /* КУБ РАСХОДА ГАЗА */
VJ4(10) FLOAT(16), /* ЧЕТВЕРТАЯ СТЕПЕНЬ РАСХОДА ГАЗА */
QV(10) FLOAT(16), /* ПРОИЗВЕДЕНИЕ ДЕБИТА НА РАСХОД ГАЗА */
QV2(10) FLOAT(16), /* ПРОИЗВЕДЕНИЕ ДЕБИТА НА КВАДРАТ */
/* РАСХОДА ГАЗА */
VJZ1 FLOAT(16), /* СУММА ВСЕХ РАСХОДОВ ГАЗА */
QJZ1 FLOAT(16), /* СУММА ВСЕХ ДЕБИТОВ */
(M,N) FIXED(4), /* ИНДИКАТОРЫ ВЫПАДАНИЯ СКВАЖИН */
MN FIXED(1), /* ИНДИКАТОР ВАДА РАБОТЫ */
AB FIXED(2), /* СЧЕТЧИК ЦИКЛОВ ВЫПАДАНИЯ СКВАЖИН */
(QZ3,VQ3) FLOAT(16), /* ПЕРЕМЕННЫЕ ЦИКЛОВ */
OVCH FLOAT(16), /* ОБЩАЯ ВЕЛИЧИНА БЕЗ ВЫПАВШИХ СКВАЖИН */
PECH CHAR(127), /* ПЕРЕМЕННАЯ ДЛЯ ВЫВОДА НА ПЕЧАТЬ */
NS(*)=0; CHZ(*)=0; QJZ(*,*)=0; VJZ(*,*)=0; VC(*)=0;
QC(*)=0; KO(*)=0; AJJ(*)=0; BJJ(*)=0; CJJ(*)=0;
MVSU(*)=0; MVSQ(*)=0; VJV(*)=0; QJV(*)=0; VJ2(*)=0;
VJ3(*)=0; VJ4(*)=0; QV(*)=0; QV2(*)=0;
/*****
/* ВВОД ПРЕДЕЛОВ И ШАГОВ ОБЩИХ ДЕБИТА И РАСХОДА ГАЗА
*****/
L1B1:      GET LIST(VQ1,VQ2,VQH,QZ1,QZ2,QZH,QM1,QM2,QMH);
DO I=1 TO 300;
/*****
/* ВВОД НОМЕРА ОЧЕРЕДНОЙ СКВАЖИНЫ
*****/
ON ENDFILE(SYSIN) BEGIN;
GO TO L2A1; /* ID:
GET LIST(NS(I));
/*****
/* ВВОД ПАРАМЕТРОВ ОЧЕРЕДНОЙ СКВАЖИНЫ
*****/
ON ENDFILE(SYSIN) BEGIN;
PUT EDIT('GLF01 : НЕВЕРНОЕ ЧИСЛО ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН')
(SKIP,A); GOT KONEC; END;
GET LIST(KO(I),VC(I),QC(I),CHZ(I)); VJZ1=0; QJZ1=0;
VJ2(*)=0; VJ3(*)=0; VJ4(*)=0; QV(*)=0; QV2(*)=0;
DO J=1 TO CHZ(I);
GET LIST(VJZ(I,J),QJZ(I,J));
/*****
/* ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ А,В,С ПО МЕТОДУ НАИМЕНЬШИХ КВАДРАТОВ */
*****/

```

```

VJ2(J)=VJ2(I,J)+VJ2(I,J); VJ3(J)=VJ2(J)+VJ2(I,J);
VJ4(J)=VJ3(J)+VJ2(I,J); QV(J)=QJZ(I,J)+VJ2(I,J);
QV2(J)=QV(J)+VJ2(I,J); VJZ1=VJZ1+VJ2(I,J);
QJZ1=QJZ1+QJZ(I,J);
IF J=1 THEN DO;
VJ2(1)=VJ2(1)+VJ2(J); VJ3(1)=VJ3(1)+VJ3(J);
QV2(1)=QV2(1)+QV2(J);
VJ4(1)=VJ4(1)+VJ4(J); QV(1)=QV(1)+QV(J); END; END;
PER=(VJ2(1)+VJZ1-CHZ(I)*VJ3(1))*2;
PER=PER-(VJ2(1))*2-CHZ(I)*VJ4(1)*(VJZ1**2-CHZ(I)*VJ2(1));
IF PER=0 THEN DO;
AJJ(I)=(QJZ1+VJZ1-QV(1)-CHZ(I))*(VJZ1+VJ2(1)-CHZ(I)+
VJ3(1));
AJJ(I)=(AJJ(I)-(QJZ1+VJ2(1)-QV2(1)*CHZ(I))*(VJZ1**2-
CHZ(I)*VJ2(1)))/PER;
PER=VJZ1+VJ2(1)-CHZ(I)*VJ3(1);
IF PER=0 THEN DO;
BJJ(I)=(QJZ1+VJ2(1)-QV2(1)*CHZ(I)-(VJ2(1))*2-CHZ(I)*
VJ4(1)+AJJ(I))/PER;
IF CHZ(I)=0 THEN
CJJ(I)=(QJZ1+VJZ1+BJJ(I)-VJ2(1)+AJJ(I))/CHZ(I);
ELSE PUT EDIT('GLF02 : C(I,I)=',CJJ(I))
(SKIP,A,F(4),F(15,10));END;
ELSE PUT EDIT('GLF03 : B(I,I)=',BJJ(I))
(SKIP,A,F(4),F(15,10));END;
ELSE PUT EDIT('GLF04 : A(I,I)=',AJJ(I))
(SKIP,A,F(4),F(15,10));
END;
/*****
/***** КОРРЕКТНОСТИ ДАННЫХ ПО ОБЪЕМ ДЕБИТУ И РАСХОДУ ГАЗА */
/*****
L241: ON COPY BEGIN; PUT EDIT('GLF30: ОШИБОЧНАЯ СТРОКА : ',
ONSOURCE) (SKIP,2 A);END;
PER=0; PER1=0; PER2=0;
DO I=1 TO 300;
IF QJZ(I,1)=0 & VJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU7;
PER=PER+QJZ(I); PER1=PER1+KQ(I); PER2=PER2+QJZ(I)*(1-KQ(I));
END;
UU7: IF QZ1<PER & QZ1=0 THEN DO;
PUT EDIT('GLF05 : ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО ДЕБИТУ ЖИДКОСТИ')
(SKIP,A); GOTO КОНЕЦ;END;
IF VQ1<PER1 & VQ1=0 THEN DO;
PUT EDIT('GLF06 : ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО РАСХОДУ ГАЗА')
(SKIP,A); GOTO КОНЕЦ; END;
IF QN1<PER2 & QN1=0 THEN DO;
PUT EDIT('GLF07 : ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО ДЕБИТУ НЕФТИ')
(SKIP,A); GOTO КОНЕЦ; END;
/*****
/***** ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПРИ ЗАДАННОМ ДЕБИТЕ ПО ЖИДКОСТИ */
/*****
MN=1; IND=0;
IF QZ1=0 THEN DO;
IF QZ2=0 ! QZ2<=QZ1 THEN QZH=QZ1;
DO QZ3=QZ1 TO QZ2 BY QZH; MVSV(*)=0; MVSQ(*)=0;
CALL PROC1; K=1;
IF IND=0 THEN GOTO AA1;
PUT EDIT('СТР, ',K) (SKIP(9),X(100),A,F(4));
PUT EDIT('ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ',
'ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ=',QZ3)
(SKIP(3),X(40),A,SKIP(2),X(5),A,F(17,6));
PER=0; PER1=0; PER2=0;
DO I=1 TO QZ3;
PER=PER+VJV(I); PER1=PER1+QJZ(I);
PER2=PER2+QJZ(I)*(1-KQ(I)); END;
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА =',
PER) (SKIP(2),X(5),A,F(17,6));
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ =',PER1)
(SKIP(2),X(5),A,F(17,6));
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ =',PER2)
(SKIP(2),X(5),A,F(17,6));
IF PER1=0 THEN
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО
'ЖИДКОСТИ =',PER/PER1*100) (SKIP(2),X(5),2 A,F(17,6));
ELSE PUT EDIT('PER1=0') (SKIP,A);
IF PER2=0 THEN
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО
'НЕФТИ =',PER/PER2*100) (SKIP(2),X(5),2 A,F(17,6));
ELSE PUT EDIT('PER2=0') (SKIP,A);
CALL PROC3; END; END;
/*****
/***** ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПРИ ЗАДАННОМ ДЕБИТЕ ПО НЕФТИ */
/*****
AA1: MN=2; IND=0;
AJJ(*)=AJJ(*)*(1-KQ(*)); BJJ(*)=BJJ(*)*(1-KQ(*));
CJJ(*)=CJJ(*)*(1-KQ(*));

```

```

IF QN1=0 THEN DO;
IF QN2=0 | QN2<=QN1 THEN QNH=QN1;
DO QZ3=QN1 TO QN2 BY QNH; MVSQ(*)=0; MVSQ(*)=0;
CALL PROC1; K=1;
IF IND=0 THEN GOTO AA2;
PUT EDIT('СТР. ', K) (SKIP(9), X(100), A, F(4));
PUT EDIT('ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО НЕФТИ',
'ЗАДАННЫЕ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = ', QZ3)
(SKIP(3), X(40), A, SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
PER=0; PER1=0; PER2=0;
DO I=1 TO 300; PER=PER+VJV(I);
PER1=PER1+QJV(I)/(1-KO(I)); PER2=PER2+QJV(I); END;
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = ',
PER) (SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = ', PER1)
(SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = ', PER2)
(SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
IF PER1=0 THEN
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ',
'ЖИДКОСТИ = ', PER/PER1*1000) (SKIP(2), X(5), 2 A, F(17,6));
ELSE PUT EDIT('PER1=0') (SKIP,A);
IF PER2=0 THEN
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ',
'НЕФТИ = ', PER/PER2*1000) (SKIP(2), X(5), 2 A, F(17,6));
ELSE PUT EDIT('PER2=0') (SKIP,A);
CALL PROC3; END; END;

```

/*****
/* ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПРИ ЗАДАННОМ РАСХОДЕ ГАЗА */
/*****

```

AA2: DO MN=3 TO 4; IND=0;
IF MN=3 THEN DO; AJJ(*)=AJJ(*)/(1-KO(*));
BJJ(*)=BJJ(*)/(1-KO(*)); CJJ(*)=CJJ(*)/(1-KO(*));
END;
IF MN=4 THEN DO; AJJ(*)=AJJ(*)*(1-KO(*));
BJJ(*)=BJJ(*)*(1-KO(*)); CJJ(*)=CJJ(*)*(1-KO(*));
END;

```

```

IF VO1=0 THEN DO;
IF VO2=0 | VO2<=VO1 THEN VON=VO1;
DO VO3=VO1 TO VO2 BY VON; MVSQ(*)=0; MVSQ(*)=0;
CALL PROC4; K=1;
IF IND=0 THEN GOTO AA3;
PUT EDIT('СТР. ', K) (SKIP(9), X(100), A, F(4));
IF MN=3 THEN
PUT EDIT('ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ',
'ЗАДАННЫЕ ОБЩИЙ РАСХОД ГАЗА = ', VO3)
(SKIP(3), X(40), A, SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
IF MN=4 THEN
PUT EDIT('ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО НЕФТИ',
'ЗАДАННЫЕ ОБЩИЙ РАСХОД ГАЗА = ', VO3)
(SKIP(3), X(40), A, SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
PER=0; PER1=0; PER2=0;
DO I=1 TO 300;
IF VJZ(I,1)=0 & QJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU2;
PER=PER+VJV(I);
IF MN=3 THEN DO;
PER1=PER1+QJV(I); PER2=PER2+QJV(I)*(1-KO(I));
END;
IF MN=4 THEN DO;
PER1=PER1+QJV(I)/(1-KO(I));
PER2=PER2+QJV(I); END; END;
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = ',
PER) (SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = ', PER1)
(SKIP(2), X(5), A, F(17,6));

```

```

UU2: PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = ', PER2)
(SKIP(2), X(5), A, F(17,6));
IF PER1=0 THEN
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ',
'ЖИДКОСТИ = ', PER/PER1*1000) (SKIP(2), X(5), 2 A, F(17,6));
ELSE PUT EDIT('PER1=0') (SKIP,A);
IF PER2=0 THEN
PUT EDIT('ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ',
'НЕФТИ = ', PER/PER2*1000) (SKIP(2), X(5), 2 A, F(17,6));
ELSE PUT EDIT('PER2=0') (SKIP,A);
CALL PROC3; END; END;

```

AA3: END;
PROC1: PROC;
/*****
/* ВЫЧИСЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ДЕБИТА ПРИ ЗАДАННОМ ОБЩЕМ ДЕБИТЕ */
/*****

```

M1: AB=0; OBCH=QZ3; N=0; N=0;
PER=0; PER1=0; PER2=0; AB=AB+1;
IF AB>98 THEN DO; PUT EDIT('ГЛЮБ : ЦИКЛОВ ВЫПАДЕНИЯ >98')
(SKIP,A); GOTO КОНЕЦ; END;
DO I=1 TO 300;

```


ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ

ЗАДАНИИ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 800.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 27.786628
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 800.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = 6607660000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ = 34.733159
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 43.372454

N	N СКВАЖИНЫ	IKO	КРИТИЧЕСК. КОЭФ. ПОСЧ.	ВЫЧИСЛЕНИЯ				ЗАМЕРЫ		P	N	A	B	C
				V	Q	Q	Q	V	Q					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	102	0.200	0.00	98.0	0.00	98.0	78.3	0.00	98.0	0.00	0.00	-5.98123100E-01	1.14489022E+01	9.77414831E+01
	ВЫПАЛА ПРИ		1	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				2.00	118.0					
								3.50	130.0					
								4.00	130.0					
								5.00	150.0					
2	566	0.150	5.50	21.0	5.61	25.8	22.4	5.50	21.0	217.35	249.82	-6.16880300E+00	1.01072175E+02	-3.67122461E+02
								6.50	52.0					
								7.00	52.0					
								8.00	64.0					
								9.00	64.0					
3	618	0.100	1.00	143.0	1.00	143.0	128.6	1.00	143.0	6.50	7.97	-2.39955408E+00	2.83973793E+01	1.17639692E+02
	ВЫПАЛА ПРИ		2	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				3.50	190.0					
								5.00	190.0					
								6.50	200.0					
								8.00	192.0					
4	593	0.200	3.00	6.0	3.00	6.0	4.7	3.00	6.0	300.00	624.99	-1.00000000E+00	1.18090000E+01	-2.00000000E+01
	ВЫПАЛА ПРИ		1	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				4.00	12.0					
								5.00	11.0					
								6.00	14.0					
								7.00	14.0					
5	611	0.250	0.00	68.0	0.00	68.0	51.0	0.00	68.0	0.00	0.00	-1.35989620E+00	1.66594063E+01	6.82742887E+01
	ВЫПАЛА ПРИ		2	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				1.00	92.0					
								3.50	108.0					
								5.00	132.0					
								6.50	112.0					
6	506	0.020	0.00	103.0	0.00	103.0	100.9	0.00	103.0	0.00	0.00	-6.92450751E-01	1.02895439E+01	1.02689230E+02
	ВЫПАЛА ПРИ		1	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				2.00	120.0					
								4.00	132.0					
								5.50	140.0					
								7.00	140.0					
7	566	0.300	4.00	35.0	5.89	123.5	86.4	4.00	35.0	47.66	68.08	-7.92424108E+00	1.25118152E+02	-3.38409417E+02
								5.00	90.0					
								6.00	126.0					
								7.50	155.0					
								8.00	155.0					
8	739	0.350	2.50	27.0	6.00	180.0	117.0	2.50	27.0	33.33	51.78	-8.40840663E+00	1.14470539E+02	-2.13153846E+02
	ВЫПАЛА ПРИ		1	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				3.50	90.0					
								4.50	160.0					
								5.50	180.0					
								6.00	180.0					
9	1362	0.043	5.00	35.0	5.29	44.7	44.0	5.00	35.0	118.58	119.94	-4.47289396E+00	8.12499189E+01	-2.54304878E+02
								6.00	48.0					
								7.00	55.0					
								8.00	64.0					
								9.50	96.0					
10	1361	0.150	1.00	8.0	1.00	8.0	6.8	1.00	8.0	123.00	147.05	-1.69442277E+00	1.84510789E+01	-6.9932432E+00
	ВЫПАЛА ПРИ		1	ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ				2.00	26.0					
								3.50	38.0					

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИНЫ ПО НЕФТИ

ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = 600.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 25.658036
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 735.926007
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = 600.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ = 34.864963
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 42.763394

N П/П	N СКВАЖИНЫ	KCO КОВФФ ОБВОД	КРИТИЧЕСК. V	ВЫЧИСЛЕНИЯ				ЗАПЕРЫ		R ОСНОВНОЙ	R ПОБОЧНЫЙ	4	6	E
				Q	V	Q ОСН.	Q ПОВ.	V	G					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	102	0.200	0.00	98.0	0.00	78.4	97.9	0.00	98.0	0.00	0.00	-4.78498480E-01	9.15512176E+00	7.81931865E+01
	ВЫПАЛА ПРИ		1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ					2.00	118.0					
								3.50	130.0					
								7.00	150.0					
								8.00	150.0					
2	566	0.130	5.50	21.0	5.50	19.4	22.2	5.50	21.0	283.71	246.82	-5.36685841E+00	8.79327923E+01	-3.01996541E+02
								6.50	52.0					
								7.00	58.0					
								8.00	66.0					
								9.00	64.0					
3	615	0.100	1.00	143.0	1.00	128.7	142.9	1.00	143.0	7.77	4.09	-2.15939847E+00	2.55576414E+01	1.05873723E+02
	ВЫПАЛА ПРИ		2 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ					3.50	194.0					
								5.00	194.0					
								6.50	208.0					
								8.00	192.0					
4	593	0.200	3.00	6.0	3.00	6.8	5.9	3.00	6.0	625.00	500.00	-8.00000000E-01	9.44000000E+00	-1.00000000E+01
	ВЫПАЛА ПРИ		1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ					4.00	12.0					
								5.00	14.0					
								6.00	14.0					
								7.00	14.0					
5	611	0.250	0.00	68.0	0.00	51.0	68.0	0.00	68.0	0.00	0.00	-1.15492230E+00	1.24445547E+01	5.12037165E+01
	ВЫПАЛА ПРИ		1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ					3.50	94.0					
								5.00	132.0					
								6.50	112.0					
6	506	0.020	0.00	103.0	0.00	100.9	102.9	0.00	103.0	0.00	0.00	-6.78631134E-01	1.00798330E+01	1.00633446E+02
	ВЫПАЛА ПРИ		1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ					2.00	128.0					
								4.00	132.0					
								5.50	140.0					
								7.00	140.0					
7	566	0.300	4.00	35.0	5.29	71.3	101.8	6.00	35.0	74.24	51.04	-5.54696876E+00	8.75827064E+01	-2.36886592E+02
								5.00	90.0					
								6.00	120.0					
								7.50	150.0					
								8.00	150.0					
8	739	0.350	2.50	27.0	4.29	86.2	132.6	2.50	27.0	49.82	32.38	-5.46546592E+00	7.58033509E+01	-1.38550000E+02
								3.50	90.0					
								4.50	140.0					
								5.50	180.0					
								6.00	180.0					
9	1362	0.015	3.00	35.0	5.57	52.5	53.1	3.00	35.0	106.11	106.92	-4.61214634E+00	8.01926829E+01	-2.50998915E+02
								6.00	60.0					
								7.00	60.0					
								8.00	60.0					
								9.50	64.0					
10	1321	0.150	1.00	8.0	1.00	6.8	8.0	1.00	8.0	147.06	125.00	-1.64450935E+00	1.56648171E+01	-3.77662754E+00
	ВЫПАЛА ПРИ		1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ					2.00	20.0					
								3.50	30.0					
								5.00	40.0					
								7.00	40.0					
								9.00	40.0					

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО ЖИКОСТИ

ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ РАСХОД ГАЗА = 60.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 60.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИКОСТИ = 1015.397863
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = 826.008672
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИКОСТИ = 39.303425
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 48.425653

П / П	N СКВАЖИНЫ	KCO	KРИТИЧЕСК. КОЭФ.	ВЫЧИСЛЕНИЯ				ЗАМЕРЫ		R ОСНОВНОЙ	R ПОБОЧНЫЕ	A	B	C
				V	Q	V	Q	V	Q					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	102	0.200	0.00	98.0	0.79	106.4	85.1	0.00	98.0	7.43	9.98	-5.98123100E-01	1.14529022E+01	9.77414831E+01
								2.00	118.0					
								3.50	130.0					
								7.00	150.0					
								8.00	150.0					
2	566	0.130	5.50	21.0	7.34	62.4	54.2	5.50	21.0	117.62	133.90	-6.16880300E+00	1.01872173E+02	-5.67122461E+02
								6.50	32.0					
								7.00	38.0					
								8.00	64.0					
								9.00	64.0					
3	615	0.100	1.00	143.0	3.73	190.2	171.1	1.00	143.0	19.61	21.79	-2.39955408E+00	2.83773793E+01	1.17639692E+02
								3.50	190.0					
								5.00	198.0					
								6.50	200.0					
								8.00	192.0					
4	593	0.200	5.00	6.0	5.00	6.0	4.7	5.00	6.0	500.00	626.09	-1.00000000E+00	1.18000000E+01	-2.00000000E+01
								6.00	12.0					
								5.00	16.0					
								6.00	14.0					
								7.00	16.0					
5	611	0.250	0.00	62.0	2.00	95.4	71.5	0.00	62.0	20.96	27.04	-1.53989640E+00	1.66394063E+01	4.82742887E+01
								3.00	98.0					
								5.50	108.0					
								5.00	112.0					
								6.50	112.0					
6	306	0.020	0.00	103.0	0.00	103.0	100.9	0.00	103.0	0.00	0.00	-6.92480781E-01	1.02055439E+01	1.02689230E+02
								2.00	120.0					
								4.00	132.0					
								5.50	140.0					
								7.00	140.0					
7	566	0.300	4.00	55.0	7.23	152.0	106.3	6.00	55.0	47.58	67.07	-7.92426108E+00	1.25118152E+02	-3.38409417E+02
								5.00	90.0					
								6.00	128.0					
								7.50	132.0					
								8.00	155.0					
8	739	0.350	2.50	27.0	6.00	180.0	117.0	2.50	27.0	33.33	51.28	-8.40840803E+00	1.14620539E+02	-2.13133846E+02
								3.50	90.0					
								4.50	140.0					
								5.50	180.0					
								6.00	180.0					
9	1362	0.013	5.00	55.0	7.57	93.0	61.7	5.00	55.0	81.62	82.69	-2.67289306E+00	5.11480189E+01	-2.94306878E+02
								6.00	65.0					
								7.00	86.0					
								8.00	98.0					
								9.50	96.0					
10	1381	0.150	1.00	8.0	2.54	27.0	22.9	1.00	8.0	86.53	101.80	-1.69042277E+00	1.84350789E+01	-6.79332452E+00
								2.00	24.0					
								3.50	32.0					
								5.00	40.0					
								7.00	40.0					

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИНЫ ПО НЕФТИ

ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ РАСХОД ГАЗА = 40.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 40.000000
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 1013.373963
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ = 826.836943
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ = 39.463554
 ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 48.377132

N П/П	N СКВАЖИНЫ	KCO КОЭФ. ОБВОДА	КРИТИЧЕСК.		ВЫЧИСЛЕНИЯ			ЗАПЕРЫ		R ОСНОВНОЕ	R ПОБОЧНОЕ	A	B	C	
			V	Q	V	Q	Q	Q	Q						Q
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	102	0.200	0.00	98.0	0.24	80.4	100.4	0.00	98.0	3.00	2.39	-4.78498480E+01	9.15512176E+00	7.81911865E+01	
								3.00	118.0						
								3.50	130.0						
								7.00	150.0						
								8.00	150.0						
2	566	0.130	5.50	21.0	7.36	54.5	62.6	5.50	21.0	135.12	117.55	-5.36605861E+00	8.79327923E+01	-3.01996541E+02	
								6.50	32.0						
								7.00	38.0						
								8.00	66.0						
								9.00	66.0						
3	615	0.100	1.00	143.0	3.85	172.3	191.6	1.00	143.0	22.35	20.11	-2.15959867E+00	2.55976614E+01	1.05875723E+02	
								1.50	190.0						
								2.00	198.0						
								3.00	200.0						
								4.00	192.0						
4	593	0.200	3.00	6.0	3.00	4.8	5.9	3.00	6.0	625.00	500.00	-4.00000000E+01	9.44000000E+00	-1.00000000E+01	
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ														
								4.00	12.0						
								5.00	14.0						
								6.00	16.0						
								7.00	16.0						
5	611	0.250	0.00	68.0	1.55	67.8	90.3	0.00	68.0	22.81	17.10	-1.15492230E+00	1.24945847E+01	3.12037163E+01	
								1.00	68.0						
								1.50	108.0						
								2.00	112.0						
								3.00	112.0						
6	506	0.020	0.00	103.0	0.85	108.7	110.9	0.00	103.0	7.85	7.47	-6.78631136E-01	1.00998330E+01	1.00635446E+02	
								1.00	120.0						
								1.50	132.0						
								2.00	140.0						
								3.00	140.0						
7	564	0.300	4.00	35.0	7.09	103.2	150.3	4.00	35.0	67.37	67.13	-5.84696878E+00	8.75827044E+01	-2.36886392E+02	
								5.00	120.0						
								6.00	126.0						
								7.00	155.0						
								8.00	158.0						
8	759	0.350	2.50	27.0	6.00	117.0	179.9	2.50	27.0	51.28	33.33	-5.66546502E+00	7.58033809E+01	-1.38330000E+02	
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ														
								3.00	140.0						
								4.00	180.0						
								5.00	180.0						
9	1362	0.013	3.00	35.0	7.73	93.3	94.6	3.00	35.0	82.84	81.96	-4.61214633E+00	8.01926820E+01	-2.50903015E+02	
								4.00	65.0						
								5.00	98.0						
								6.00	98.0						
								7.00	98.0						
10	1361	0.150	1.00	8.0	2.33	22.9	26.9	1.00	8.0	101.80	38.82	-1.44480935E+00	1.54608171E+01	-3.77602738E+00	
								1.50	16.0						
								2.00	40.0						
								3.00	40.0						
								4.00	40.0						

```

DIMENSION TITLE(20)
COMMON/DATA/GINGR, PWS, PWH, TINS, FGOR, PI, TWF, PGDT, TWH
COMMON/SGRAB/TEM, GLR, SIGMAH, GPRS, MUP, TS, PS, OGR, WGR, GGR, WC, DIN, DOIN
1, DT, TVD, DD, QLIQ, PG, GGRD
PS = 14.59
TS = 32.
HRE = 5
IR = 5
98 CONTINUE
READ(CIR, 700, END=99)(TITLE(I), I=1, 20)
700 FORMAT(20A4)
READ(CIR, 100) OGR, WGR, GGR, GINGR, WC
100 FORMAT(5F10.3)
READ(CIR, 200) DIN, DOIN, DT, TVD, DD, PG, PWS, PWH
200 FORMAT(8F10.3)
READ(CIR, 300) TWF, TWH, TINS, FGOR, PI
300 FORMAT(5F10.3)
CALL INPUT(14, TITLE)
DT = DT * 3.28084
DD = DD * 3.28084
TVD = TVD * 3.28084
PWS = PWS * 14.2233
PWH = PWH * 14.2233
TWF = TWF * 1.8 + 32.
TWH = TWH * 1.8 + 32.
FGOR = FGOR * 5.0146
PI = PI * 0.44226727
TINS = TINS * 1.8 + 32
PG = PG * 14.2233
FGLR = FGOR * (1. - WC)
TEM = (TWF + TWH) / 2.
TAVGR = (TINS + TWF) / 2.
TAVGR = TAVGR + 460.
PG = PG - 200.
PGDTAS = PG + 2.2 * (PG / 100.) * (DT / 1000.)
58 PAVG = (PG + PGDTAS) / 2. + PS
AZ = 290. * GINGR + 188.
BZ = TAVGR / ((TS + 460.) + AZ)
CZ = 0.0694 - 17.6 * BZ
EZ = 214. * BZ
DZ = 0.022 * PAVG / PS - 3.5
ZAVG = EZ * DZ + DZ + EZ + 0.15
PGDTA = (PG + PS) * EXP((GINGR * DT) / (53.34 + TAVGR * ZAVG))
PGDT = PGDTA - PS
IF(ABS(PGDTAS - PGDT), LE. 5.) GO TO 59
PGDTAS = PGDT
GO TO 58
59 GGRD = (PGDT - PG) / DT
IF(DIN, GT. 1.4. AND. DIN, LT. 1.7) QLIQ = 150.
IF(DIN, GT. 1.9. AND. DIN, LT. 2.0) QLIQ = 200.
IF(DIN, GT. 2.4. AND. DIN, LT. 2.9) QLIQ = 250
IF(DIN, GT. 2.9. AND. DIN, LT. 3.1) GOT060
IF(DOIN, GT. 0) QLIQ = 2000
GO TO 61
60 QLIQ = 500
61 STEP = 100
IF(QLIQ, EQ. 500) STEP = 150
IF(QLIQ, EQ. 2000) STEP = 200
62 PWF = PWS - QLIQ / PI
PWSR = 0.1 * PWS
IF(PWF, LE. PWSR) GO TO 999
IF(PWF, LE. PGDT) GO TO 70
HT = TVD
GLR = FGLR
GPRS = PWF
CALL GRAD1(DL, PGAGE)
GO TO 71
70 PGAGE = PWF
DL = DT
71 GPRSD = PGAGE
GPRSE = PWH
DT = DL
MUP = 0
SIGMAH = 0
GLR = 0
P1 = 100000.
63 CALL GRAD(PGAGE)
IF(PGAGE, GE. P1) GO TO 64
IF(PGAGE, GT. GPRSD) GO TO 65
GLRR = GLR1 + (GLR - GLR1) * (P1 - GPRSD) / (P1 - PGAGE)
GO TO 60

```

```

34 WRITE (IW, 400)
400 FORMAT (/, 2X, 'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКО
1СТУ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОЛОННЫ ТРУБ')
GO TO 98
65 GLR1=GLR
GLR=GLR+100.
PI=PGAGE
SIGMAH=0
GO TO 63
66 OOIL=OLIO/6.2905*(1.-WC)
PWFC=PWS-OLIO/PI
PWFM=PWFC/14.2233
OLIO1=OLIO/6.2905
OGAS=(GLR-GLR1)*OLIO/55.3708
GLR1=OGAS/OLIO
IF (OGAS.LT.0.) GO TO 67
WRITE (IW, 500) OGAS, OOIL, OLIO1, GLR1, PWFM
500 FORMAT (5X, 1HI, 4X, F10.3, 5X, 1HI, 5X, F10.3, 5X, 1HI, 5X, F10.3, 4X, 1HI, 5X, F
10.3, 1X, 1HI, 5X, F10.3, 9X, 1HI, /, 5X, 114(1H-))
67 OLIO=OLIO+STEP
GO TO 62
999 WRITE (IW, 600)
600 FORMAT (/, 2X, 'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, Т.К. ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ PWF МЕНЬШЕ
1НЕДАВЛЕНИЯ 0.1PWS')
GO TO 98
98 STOP
END)

SUBROUTINE INPUT (IW, TITLE)
COMMON / DATA / GINGR, PWS, PWH, TINS, FGOR, PI, TWF, PGDT, TWH
COMMON / SGRAD / TEM, GLR, SIGMAH, GPRS, NUP, TS, PS, OGR, WGR, GGR, WC, DIN, DOIN
1, DT, TVD, DD, OLIO, PG, GGRD
DIMENSION TITLE (20)
WRITE (IW, 20) TITLE
20 FORMAT (1H1, /, 2X, 20 '4, /, 2X, 'ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ', /, 2X, 23(1H-),
1 /)
IF (DOIN.GT.0.) GO TO 40
WRITE (IW, 30) DIN
30 FORMAT (5X, 'ПОТОК В НКТ', /, 5X, 'РАЗМЕР НКТ', 26X, F10.3, 1X, 'ДЮМ')
GO TO 60
40 WRITE (IW, 50) DIN, DOIN
50 FORMAT (5X, 'ПОТОК В ЗАТРУБЬЕ', /, 5X, 'ОБСАДНАЯ КОЛОННА', 20X, F10.3, 1X,
1 'ДЮМ', 4X, 'НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ', 26X, F10.3, 1X, 'ДЮМ')
60 WRITE (IW, 70) OGR, PG, WGR, PWS, GGR, PWH, GINGR, TWF
70 FORMAT (5X, 'ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ', 21X, F10.3, 7X,
1 'РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ', 30X, F10.3,
2 5X, 'ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ', 22X, F10.3, 7X,
3 'ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ', 28X, F10.2, 1X, 6HKG/CM2, /,
4 'ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА', 11X, F10.3, 7X,
5 'УФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ', 29X, F10.2, 1X, 6HKG/CM2, /,
6 'ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА', 8X, F10.3, 7X,
7 'ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ', 26X, F10.2, 1X, 'ГРАД.С')
WRITE (IW, 80) WC, TWH, DT, TINS, TVD, FGOR, DD, PI
80 FORMAT (5X, 'ОБВОДНЕННОСТЬ', 23X, F10.3, 7X,
1 'ТЕМПЕРАТУРА НА БУСЕРЕ', 25X, F10.2, 1X, 'ГРАД.С', /,
2 5X, 'ДЛИНА НКТ', 27X, F10.0, 1X, 1HM, 5X,
3 'ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ', 7X, F10.2, 1X, 'ГРАД.С', /,
4 5X, 'ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ', 7X, F10.0, 1X, 1HM, 5X,
5 'ПЛАСТОВЫЙ ПАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР', 17X, F10.3, 1X, 6HNM3/M3, /,
6 5X, 'ДЛИНА СКВАЖИНЫ', 22X, F10.0, 1X, 1HM, 5X,
7 'КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ', 20X, F10.2, 1X, 'M3/СУТ.АТ')
WRITE (IW, 90)
90 FORMAT (/, 5X, 114(1H-), /, 5X, 1HI, 3X, 'ОГАЗ (HM3/СУТ)', 2X, 1HI, 3X, 'НЕФТ
1Б (M3/СУТ)', 3X, 1HI, 1X, 'ЖИДКОСТЬ (M3/СУТ)', 1X, 1HI, 1X, 'УД. РАСХОД ГА
23А (HM3/M3)', 1X, 1HI, 1X, 'ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (KG/CM2)', 1X, 1HI, /, 5X, 114(1H
3=))
RETURN
END

SUBROUTINE GRAD (PGAGE)
COMMON / SGRAD / TEM, GLR, SIGMAH, GPRS, NUP, TS, PS, OGR, WGR, GGR, WC, DIN, DOIN
1, DT, TVD, DD, OLIO, PG, GGRD
C1=1.4736E-05
API=(1.-E/OGR)-131.5
C3=0.06219
E3=-3.6
TSA=TS+460.
C2=PS/TSA
E1=0.0125*API
C7=(GGR/OGR)**0.5
AZ=290.*GGR+188.
RHOGAS=0.08073*GGR
RHOOIL=62.4*OGR

```

```

RHOWAT = 62.4 * WGR
DPF = 0.05
IF(NUP, EQ, 1) DPF = -DPF
TAVG = TEM + 460.
OC = 1.0 - WE
F2 = 0.00001 * TEM
C7 = 10. * 1 / ( 18. * 10. ** E2 )
C8 = 1.25 * TEM
RZ = TAVG / ( TSA * AZ )
CZ = 0.0494 - 17.6 * BZ
EZ = 214. * BZ
PGAGE = GPRS
DELP = GPRS * DPF
PAVG = GPRS + DELP / 2.0 * PS
IF(OC, GT, 0.) GO TO 27
26 RS = 0.0
GOR = 0.0
BO = 1.0
QOIL = 0.0
QWAT = QLIO
GO TO 25
27 GOR = GLR / OC
QOIL = QLIO * OC
QWAT = QLIO * WC
25 GLRQOW = GLR * (QOIL + QWAT)
CMESS = RHOGAS * GLRQOW + 5.4146 * ( RHOOIL * QOIL + RHOWAT * QWAT )
DIF = DIN / 12.
DOF = DOIN / 12.
DSO = DIF ** 2 - DOF ** 2
DP = C1 / DSO
ISKIP = 0
28 DZ = 0.022 * PAVG / PS - 3.5
ZAVG = CZ * DZ ** 2 + EZ + 0.150
IF(OC, EQ, 0.) GO TO 30
29 RS = GGR * ( C6 * PAVG ) ** 1.205
IF((GOR + RS), LE, 0.) GO TO 31
19 F = RS * C7 + C8
RO = 0.972 + 0.000147 * F ** 1.175
GO TO 30
31 F = GOR * C7 + C8
RO = 0.972 + 0.000147 * F ** 1.175
30 FBIG = 80
63 QMD = 1.0E-06 * CMESS / ( DIF + DOF )
DRHOV = 1.4737E-05 * CMESS / ( DIF + DOF )
20 IF ( GOR - RS ) 33, 33, 32
32 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * QOIL ) + ( C2 /
PAVG + TAVG + ZAVG ) * ( GLRQOW - RS * QOIL )
RET = (CZ / PAVG + TAVG + ZAVG) * (GLRQOW - RS * QOIL)
BETA = RET / VOLMIX
GO TO 34
33 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * QOIL )
BETA = 0
34 COSAL = TVD / DD
DIP = DIN
IF(DOIN, GT, 2.) DIP = 2.091
QMDL = ALOG(QMD)
COFD = 1. - ((0.75 * DIP - 0.1 * DIP ** 2 - 0.4833) * (QMDL - 3.) + 2.)
COFBFT = 1. + (0.275 * BETA ** 2 - 0.33 * BETA + 0.075) * (QMD - 10.)
COFALF = (0.309 * COSAL - 0.309) * (QMD - 10.) + 1.
IF(QMD - 2.8) 73, 70, 70
73 FSMALL = 54. * (DRHOV) ** F2 * EXP(0.302 * (ALOG(DRHOV)) ** 2)
FSMALL = FSMALL * COFD * COFBET * COFALF
GO TO 39
70 FSMAL = 54. * (DRHOV) ** E3 * EXP(0.302 * (ALOG(DRHOV)) ** 2)
FSMAL = FSMAL * COFD * COFBET * COFALF
FLN = 0.174445689 / QMDL - 5.1170435 - 0.144443512 * QMDL
FSMALL = EXP(FLN)
IF((FSMALL - FSMAL), LE, 0.) FSMALL = FSMAL
39 PCK = (DD / TVD) * FSMALL + CMESS ** 2 / (7.413E+10 * DSO ** 2 * (DIF + DOF))
40 RHOMIX = CMESS / VOLMIX
DENOM = RHOMIX + PCK / RHOMIX
DELH = 144. * DELP / DENOM
DL = DELH + SIGMAH
SIGMAH = DL
PGAGE = PGAGE + DELP
DIFH = DT - DL
IF(NUP, EQ, 1) DIFH = -DIFH
IF(ISKIP, EQ, 1) RETURN
IF(DIFH) 68, 42, 43
68 ISKIP = 1
DELPI = ((DELH + DIFH) / DELH) * DELP
IF(NUP, EQ, 1) DELPI = ((DELH - DIFH) / DELH) * DELP

```

```

PAVG=PAVG-DELP
PGAGE=PGAGE-DELP
SIGMAH=DL-DLH
DELP=DFLPI
PAVG=PAVG+DELP
GO TO 28
42 RETURN
43 DELP=PGAGE*DPF
PAVG=PAVG+DELP
GO TO 28
END

SUBROUTINE GR(DL,PGAGE)
COMMON/SGRAD/TEM,GLR,SIGMAH,GPRS,NUP,TS,PS,OGR,WGR,GGR,WC,DIN,DOIN
1,DT,TVD,DD,QLIQ,PG,GGRD
C1=1.4736E-05
API=(141.5/OGR)-131.5
C3=0.06219
E3=+3.6
TSA=TS+460.
C2=PS/TSA
E1=0.0125*API
C7=(GGR/OGR)**0.5
AZ=290.+GGR+188.
RHOGAS=0.08068*GGR
RHOIL=62.4*OGR
RHOWAT=62.4*WGR
DPF=0.05
TAVG=TEM+460.
OC=1.0-WC
E2=0.00091*TEM
C6=10.**E1/(18.*10.**E2)
C8=1.25*TEM
BZ=TAVG/(TSA*AZ)
CZ=0.0694-17.6*BZ
EZ=214.*BZ
PGAGE=GPRS
DELP=GPRS*DPF
PAVG=GPRS+DELP/2.0+PS
IF(OC.GT.0.)GO TO 27
26 RS=0.0
GOR=0.0
BO=1.0
QOIL=0.0
QWAT=QLIQ
GO TO 25
27 GOR=GLR/OC
QOIL=QLIQ*OC
QWAT=QLIQ*WC
25 GLRQOW=GLR*(QOIL+QWAT)
CMESS=RHOGAS*GLRQOW+5.6146*(RHOIL*QOIL+RHOWAT*QWAT)
DIF=DIN/12.
DOF=DOIN/12.
DSQ=DIF**2-DOF**2
DP=C1/DSQ
DL=DT
28 PGD=PG+GGRD*DL
DZ=0.022*PAVG/PS-3.5
ZAVG=CZ+DZ**2+EZ+0.150
IF(OC.EQ.0.)GO TO 30
29 RS=GGR*(C6+PAVG)**1.205
IF((GOR-RS).LE.0.)GO TO 31
19 F=PS+C7+C8
RQ=0.972+0.000147*F**1.175
GO TO 30
31 F=GOR*C7+C8
RQ=0.972+0.000147*F**1.175
30 FRIG=BO
63 QMD=1.0E-06*CMESS/(DIF+DOF)
RHOV=1.4737E-05*CMESS/(DIF+DOF)
20 IF(GOR-RS)33,33,32
32 VOLMIX=5.6146*(QWAT+FRIG*QOIL)+(C2/PAVG+TAVG*ZAVG)*(GLRQOW-RS*QOIL)
BETA=(C2/PAVG+TAVG*ZAVG)*(GLRQOW-RS*QOIL)
HETA=BETA/VOLMIX
GO TO 34
33 VOLMIX=5.6146*(QWAT+FRIG*QOIL)
BETA=0.
34 COSAL=TVD/DD
DIP=DIN
IF(DOIN.GT.2.)DIP=2.091
QMDL=ALOG(QMD)
COFD=1.-((0.75*IP-0.1)*IP**2-0.4833)*(QMDL-3.)*2.
COFBET=1.+(0.275*BETA**2-.33*BETA+0.075)*(QMD-10.)
COFALF=(0.309+COSAL-0.309)*(QMD-10.)*1.

```

```
IF (CMD-2.8) 73,70,70
73 FSMALL=54.*(DRHOV)**E3*EXP(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
   FSMALL=FSMALL*COFD*COFBET*COFALF
   GO TO 39
70 FSMAL=54.*(DRHOV)**E3*EXP(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
   FSMAL=FSMAL*COFD*COFBET*COFALF
   FLN=0.174445689/QMDL-5.1170435-0.144443512*QMDL-
   FSMALL=EXP(FLN)
   IF((FSMALL-FSMAL).LE.0.)FSMALL=FSMAL
32 PCK=(DO/TVD)*FSMALL*CMESS**2/(7.413E+10*DSO**2*(DIF-DOE))
40 RHOMIX=CMESS/VOLMIX
   DENOM=RHOMIX*PCK/RHOMIX
   DELH=144.*DELP/DENOM
   IF(PGAGE.LT.PGD)GO TO 55
   IF(PGAGE.EQ.PGD)RETURN
   DL1=DL
   DL=DL-DELH
   PGAGE1=PGAGE
   PGAGE=PGAGE-DELP
   DELP=PGAGE*DEFF
   PAVG=PAVG-DELP
   PGD1=PGD
   GO TO 28
55 W1=(PGAGE1-PGAGE)/(PGD1-PGD)
   W2=1./W1
   W3=(DL-DL1)/(PGAGE1-PGAGE)
   XPRS=PGAGE1/(1.-W1)-PGD1/(W2-1.)
   YDEPTH=DL1+W3*PGAGE1-W3*XPRS
   PGAGE=XPRS
   DL=YDEPTH
   RETURN
END
```

ПЛАСТ А1

ВХОДЯЩИЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ	2.991 ДЮМ	РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ	100.000 КГ/СМ2
РАЗМЕР НКТ	0.880	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ	120.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	1.016	БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	15.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	0.970	ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОРЕ	70.00 ГРАД.С
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.660	ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ	65.00 ГРАД.С
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.600	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ	10.00 ГРАД.С
СВОДАЖЕННОСТЬ	0.400	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	60.850 ММ3/М3
ДЛИНА НКТ	1720. М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ	20.00 М3/СМТ.АТ
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1720. М		
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1950. М		

ГАЗ (ММ3/СМТ)	НЕФТЬ (ММ3/СМТ)	ЖИДКОСТЬ (ММ3/СМТ)	УД. РАСХОД ГАЗА (ММ3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
583.864	430.680	699.467	7.264	145.027
3908.483	437.988	723.313	5.404	143.834
6405.620	448.292	727.158	6.653	142.642
9258.307	457.602	771.004	13.008	141.450
12301.742	470.900	794.849	15.477	140.258
17450.558	491.217	818.695	21.322	139.065
24408.059	505.524	842.540	38.970	137.873
34692.580	519.831	866.386	40.043	136.681

РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОРИННЫ ТРУБ

ВХОДЯЩИЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ	2.441 ДЮМ	РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ	100.000 КГ/СМ2
РАЗМЕР НКТ	0.850	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ	120.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	1.016	БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	15.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	0.970	ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОРЕ	70.00 ГРАД.С
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.660	ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ	65.00 ГРАД.С
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.600	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ	10.00 ГРАД.С
СВОДАЖЕННОСТЬ	0.400	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	60.150 ММ3/М3
ДЛИНА НКТ	2100. М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ	19.00 М3/СМТ.АТ
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	2100. М		
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	2350. М		

ГАЗ (ММ3/СМТ)	НЕФТЬ (ММ3/СМТ)	ЖИДКОСТЬ (ММ3/СМТ)	УД. РАСХОД ГАЗА (ММ3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
4766.290	15.897	39.742	119.928	116.026
5569.810	22.256	55.639	100.106	114.436
6721.037	28.615	71.536	63.952	112.846
8102.668	34.973	87.433	67.672	111.257
9705.061	41.332	103.330	91.931	109.667
11524.746	47.691	119.227	66.662	108.077
13550.563	54.050	135.124	100.327	106.488
15810.901	60.409	151.021	104.694	104.898
17974.051	66.767	166.918	107.682	103.308
21314.547	73.126	182.815	114.591	101.718
25254.063	79.485	198.712	127.080	100.128
31431.293	85.844	214.609	141.799	98.539
37323.629	92.203	230.506	161.920	96.949

РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КО ДННН ТРУБ