Министерство нефтяной промышленности

МЕТОДИКА ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА РАБОЧЕГО АГЕНТА

РД 39-2-885-83

1983

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Технического
Управления Миннефтепрома
_____ Ю.Н.Байдиков
"15" 11 1982г.

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 (Сибниинп)

Директор института _____ Е.П.Ефремов

Ответственный исполнитель:

Заведующий сектором технологии газлифта _____ В.А.Шибанов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Упрнефтегаздобычи Миннефтепрома _____ В.В.Гнатченко

Директор ВНИИ _____ 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 Сибниинц совместно со специалистами производственных предприятий Главтюменнефтегаза.

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

© Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (Сибниинп), 1983

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.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. 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.

I.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 АзНИПИН на 10-20%. Этот метод не требует дополнительных капитальных вложений и может быть быстро внедрен в практику.

I.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 аналитическим 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 задают одинаковое приращение расхода газа. После этого ранжируют скважины в ряд по мере убывания приращения дебитов. В дальнейшем ресурс газа распределяется так: вначале задают 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 вышеперечисленных 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.

I.13. В программе для ЭВМ (приложение I) предусмотрен расчет распределения газа по любому из вышеописанных вариантов, а также счет последовательно по всем четырем вариантам.

I.14. На дату проведения расчетов необходимо иметь результаты промысловых 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.I. 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 промысловых 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 формулируется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^{n} q_{i_{рац}} (V_{i_{рац}}) \longrightarrow max , \qquad (I)$$

при условии

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

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

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

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

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

$q_{i\,КРИТ.1}$; $q_{i\,КРИТ.2}$ – 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:

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

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 промысловых 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:

$$\Delta q_{опт.} = \frac{V_u + \sum_{i=1}^{n} \frac{b_i}{2a_i}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{2a_i}}; \qquad (6)$$

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

2.7. Расход газа по каждой скважине определяется по формуле:

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

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

2.8. Дебит скважины при рациональном распределении газа $q_{i\ рац}$ 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: $V_{i\ рац} = V_{i\ крит.1}$; $q_{i\ рац} = q_{i\ крит.1}$, если не выполняются левые ограничения зависимостей (3) и (4), и $V_{i\ рац.} = V_{i\ крит.2}$; $q_{i\ рац.} = q_{i\ крит.2}$ 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 ($C_i > 0$):

$$V_{i\,крит.1} = 0 \; ; \quad q_{i\,крит.1} = C_i \; ; \tag{8}$$

$$V_{i\,крит.2} = V_{in\,max} \; ; \quad q_{i\,крит.2} = q_{in\,max} \; ; \tag{9}$$

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

$$V_{i\,крит.1} = V_{in\,min} \; ; \quad q_{i\,крит.1} = q_{in\,min} \; ; \tag{10}$$

$$V_{i\,крит.2} = V_{in\,max} \; ; \quad q_{i\,крит.2} = q_{in\,max} \; , \tag{11}$$

где $q_{in\,max}$ – максимальный дебит жидкости из результатов промысловых исследований по i-й скважине;

$V_{in\,max}$ – расход газа, соответствующий $q_{in\,max}$ из результатов промысловых исследований по i-й скважине;

$V_{in\,min}$ – минимальный расход газа из результатов промысловых исследований по i-й скважине;

$q_{in\,min}$ – дебит жидкости, соответствующий $V_{in\,min}$, 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 механпримесей 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:

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

где $q_{iн} = q_i (1 - \theta_i)$;

$a_{iн} = a_i (1 - \theta_i)$;

$b_{iн} = b_i (1 - \theta_i)$;

$c_{iн} = c_i (1 - \theta_i)$;

здесь $q_{iн}$ – дебит нефти по i-й скважине;

$a_{iн}, b_{iн}, c_{iн}$ – постоянные коэффициенты.

2.I5. Оптимальное приращение дебита нефти определяется по формуле:

$$\Delta q_{опт.н} = \frac{V_o + \sum_{i=1}^{n} \frac{b_{iн}}{2a_{iн}}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{2a_{iн}}} \qquad (13)$$

2.I6. Рациональный расход газа на скважину определяется из выражения:

$$V_{i\ рац.} = \frac{\Delta q_{опт.н} - b_{iн}}{2a_i} \qquad (14)$$

2.I7. Дебит нефти скважины при рациональном распределении газа ($q_{iн\ рац.}$) с учетом формулы (I4) определяется по формуле (I2).

2.I8. Проверка на выполнение условий (3), (4) и определение левых и правых ограничений по каждой скважине производится аналогично пунктам 2.9 – 2.I3, где вместо термина "дебит жидкости" следует использовать термин "дебит нефти".

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

3.1. Задача о рациональном распределении газа по группе газлифтных скважин при заданном суммарном отборе жидкости (нефти) $q_o(q_{он})$ ставится следующим образом.

Заданы значения: $n, q_o(q_{он}), q_{in}, \gamma_{in}, \theta_i$. Требуется распределить газ по скважинам таким образом, чтобы получить заданный суммарный отбор жидкости (нефти) минимальным количеством газа.

3.2. Решение системы уравнений (5) с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа дает следующую зависимость для определения $\Delta q_{опт}$

$$\Delta q_{опт} = \sqrt{\frac{q_o + \sum_{i=1}^{n} \frac{b_i}{4a_i} - \sum_{i=1}^{n} C_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{4a_i}}} \qquad (15)$$

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 $(q_{он})$ используются зависимости (12) и (14).

3.7. Оптимальное приращение дебита нефти определяется по формуле:

$$\Delta q_{опт.н} = \sqrt{\frac{q_{он} + \sum_{i=1}^{n} \frac{b_{iн}^2}{4a_{iн}} - \sum_{i=1}^{n} C_{iн}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{4a_{iн}}}} \qquad (16)$$

3.8. Рациональный расход газа по скважине определяется по формуле (I4).

3.9. Дебит нефти по скважине - по формуле (I2).

3.I0. Проверка на выполнение условий (3), (4) и определение левых и правых ограничений по каждой скважине производится аналогично п. 2.I8.

4. АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА РАСЧЕТА РАЦИОНАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА

4.I. Ниже (см. приложение I) приводится исходный текст программы "GALF" на языке PL/I, с помощью которой осуществляется расчет рационального распределения газа.

4.2. Программа "GALF" содержит следующие переменные:

AJJ - коэффициент a_i в уравнении (5);

BJJ - коэффициент b_i в уравнении (5);

CJJ - коэффициент c_i в уравнении (5);

MVSV - 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);

VJV - вычисленный рациональный расход газа V_i рац. по i-й скважине;

QJV - вычисленный рациональный дебит скважины q_i рац. ($q_{iн\ рац}$) по i-й скважине;

I,J,K - индексы;

PER,PER1,PER2 - промежуточные переменные;

MN - индикатор вида обработки, MN = I - соответствует первому варианту (см. п. I.I0), MN = 2 - второму, MN = 3 - третьему, MN = 4 - четвертому.

AB – счетчик циклов "выпадения" скважин;

MN – индикатор "выпадения скважин;

OBCH – общая величина V_o , q_o , q_{oH} без "вышавших" скважин;

QZ3,VO3 – переменные циклов;

UF8 – вычисленный рациональный дебит нефти $q_{iH\ рац}$ (для MN = =I,3) или дебит жидкости $q_{i\ рац}$ (для MN = 2,4) по i – й скважине;

UF84 – вычисленный удельный расход газа по нефти для (MN =I,3) или по жидкости (для MN = 2,4) по i – й скважине.

PECH – переменная для вывода на печать.

4.3. Входные данные для программы "GAF":

VOI – заданный минимальный общий расход газа по группе газлифтных скважин, V_o , тыс. м^3/сут;

VO2 – заданный максимальный общий расход газа по группе газлифтных скважин, V_o , тыс. м^3/сут;

VOH – шаг по общему расходу газа, тыс. м^3/сут;

QZI – заданный минимальный общий отбор жидкости по группе газлифтных скважин, q_o , м^3/сут;

QZ2 – заданный максимальный общий отбор жидкости по группе газлифтных скважин, q_o , м^3/сут;

QZH – шаг по общему отбору жидкости, м^3/сут;

QNI – заданный минимальный общий отбор нефти по группе газлифтных скважин, q_{oH} , м^3/сут;

QN2 – заданный максимальный общий отбор нефти по группе газлифтных скважин, q_{oH} , м^3/сут;

QNH – шаг по общему отбору нефти, м^3/сут;

NS – номер i – й газлифтной скважины;

KO – обводненность i – й газлифтной скважины Q ;

VC – левое ограничение по расходу газа в i – й скважине, V_i крит I, тыс. м^3/сут;

QC – левое ограничение по дебиту жидкости в i – й скважине q_i крит I, м^3/сут;

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

VJZ – расход газа по промысловым исследованиям по i – й скважине V_{in}, тыс. м^3/сут;

QJZ – дебит жидкости по промысловым исследованиям по i – й скважине q_{in}, м^3/сут.

4.4. Блок-схема программы "GALF" приведена на рис. I.

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

4.6. В процедурном блоке "PROC1" для вариантов MN = I,2 вычисляются величины Δq опт по формулам (I5) и (I6). 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_{oH}) и расчет величины Δq опт производится повторно.

4.7. Скорректированный q_o (q_{oH}) 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 (I5) и (I6).

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 MVSV = 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 = I,3);

дебит жидкости (для MN = 2,4);

дебит нефти (для MN = I,3).

Блок-схема программы " G-L-F " Часть I

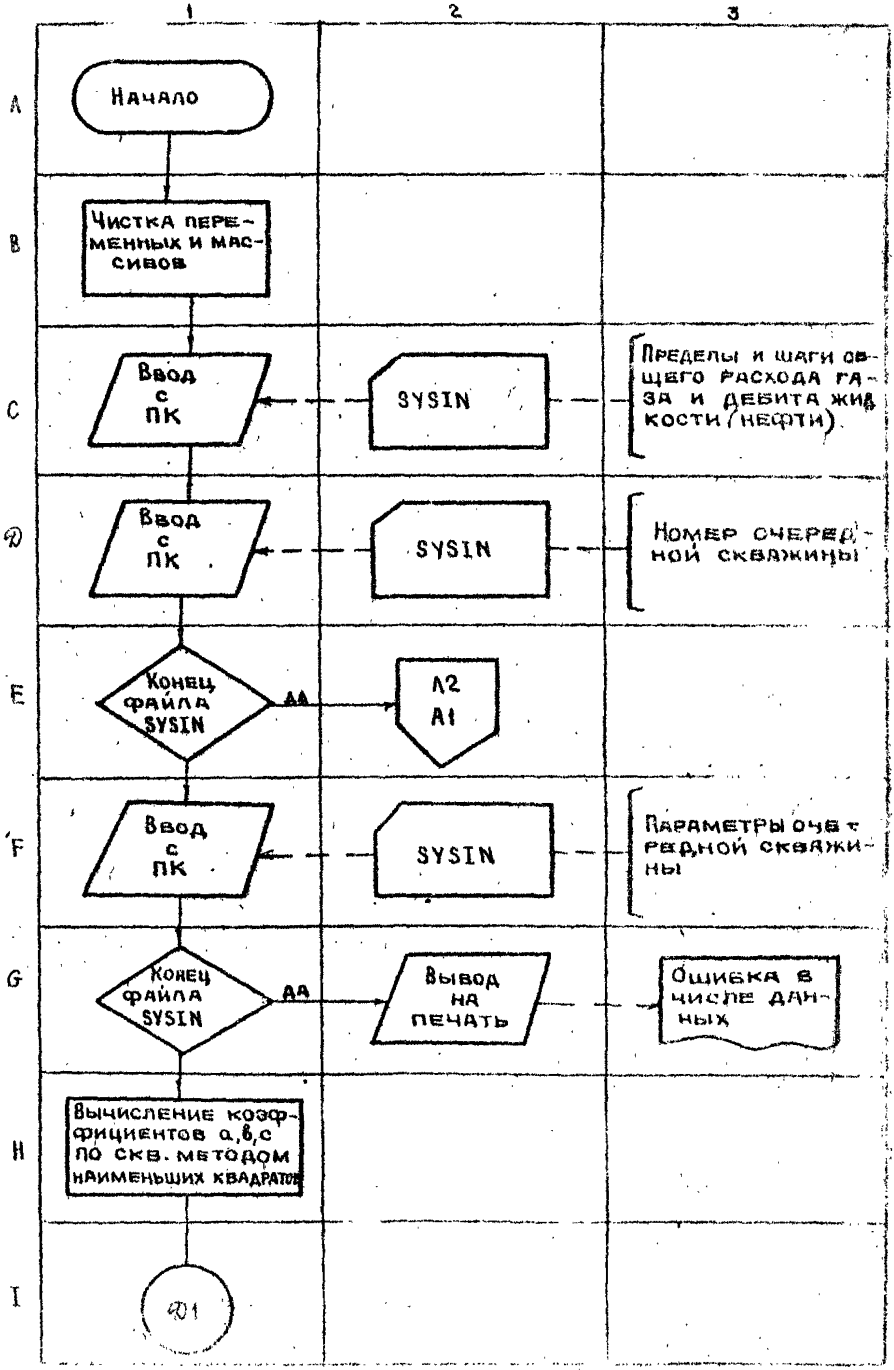
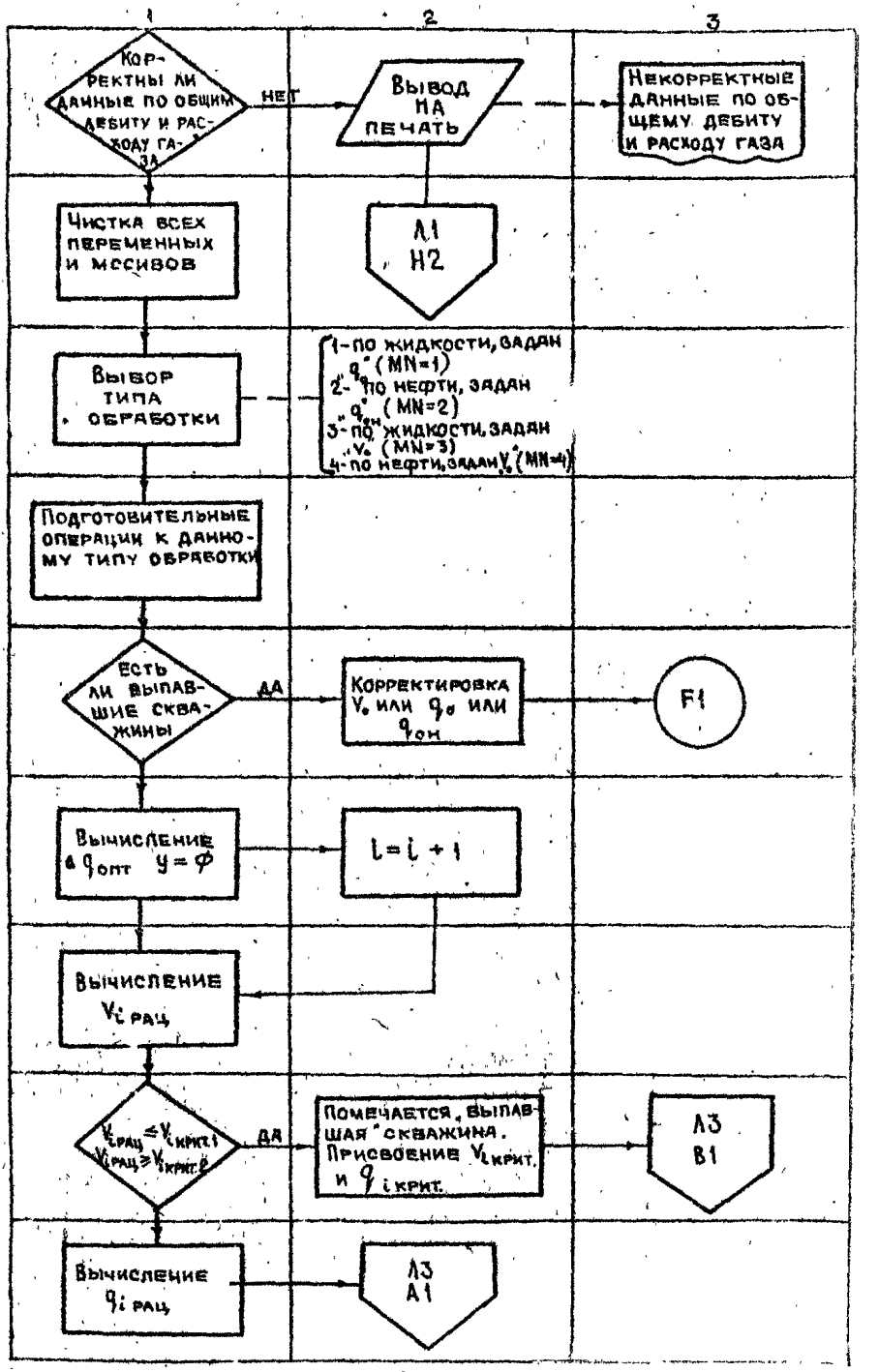


Рис I

Блок-схема программы " G-LF " Часть 2



Блок-схема программы "G-DF" Часть 3

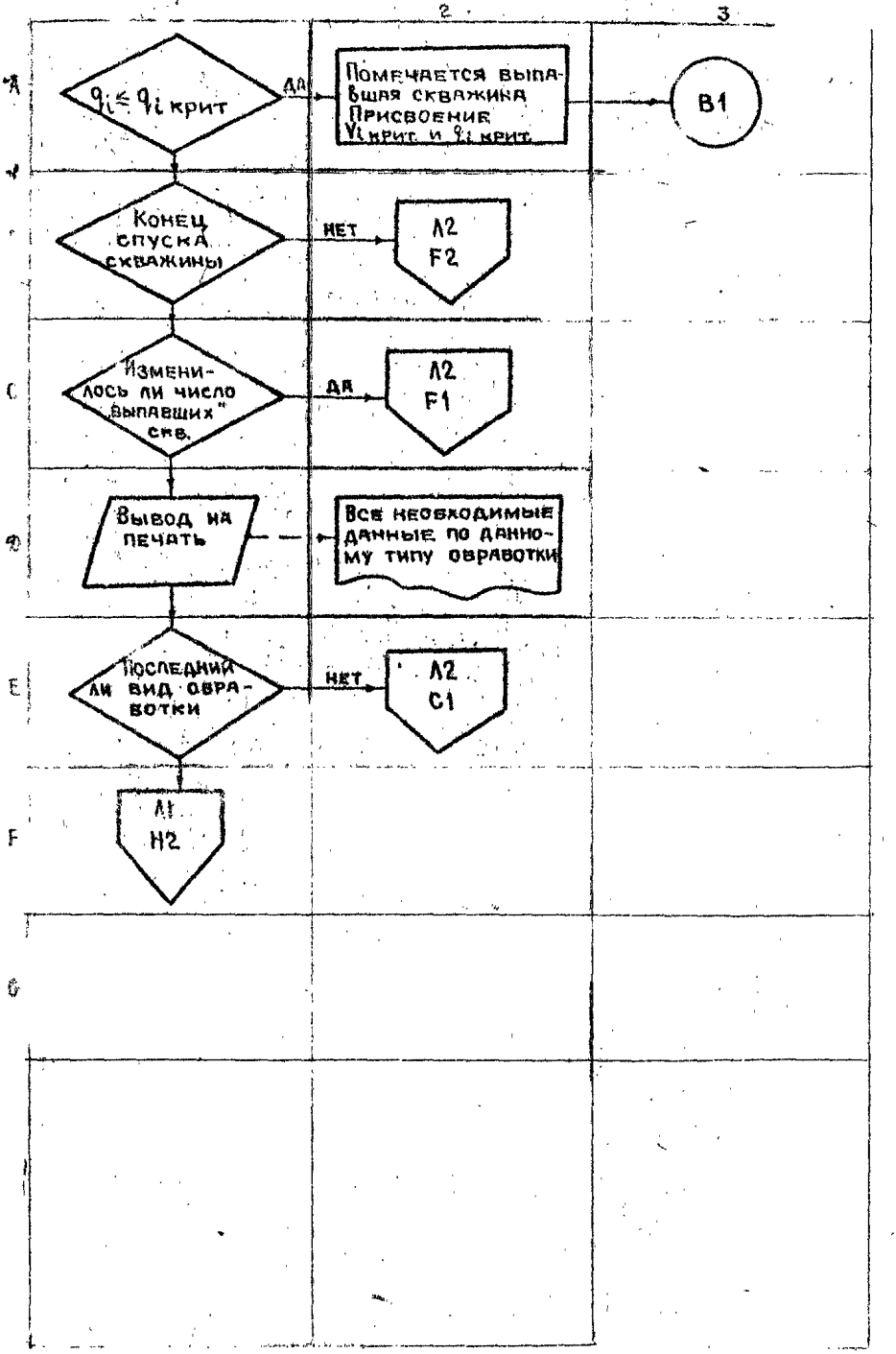


РИС I

4.I0. Если по i – й скважине выполняется условие MVSV (I) $\neq$ 0, то выдается сообщение на печать "скважина выпала при "MVSV (I)" просчете по расходу".

4.II. Если по i – й скважине выполняется условие MVSQ (I) $\neq$ 0, то выдается сообщение на печать " скважина выпала при "MVSQ (I)" просчете по дебиту".

4.I2. В процедурном блоке "PROC4" производится вычисление величины $\Delta q_{опт}$ при заданном расходе газа (MN = 3,4) по формулам (6), (I3).

4.I3. 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_o и остальных членов зависимости (6) и (I3) производится аналогично п. 4.7. настоящей методики.

4.I4. В главной программе осуществляется ввод общего дебита жидкости , нефти и компримированного газа.

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

4.I5. По результатам промысловых испытаний скважин $q_{iп}$ и $V_{iп}$ вычисляются коэффициенты уравнения (5) a_i , b_i , c_i методом наименьших квадратов.

4.I6. Проверяется корректность входных данных q_o , $q_{он}$, V_o по следующим зависимостям:

$$\sum_{i=1}^{n} V_{i\,крит1} \leq V_o \quad ; \qquad (I7)$$

$$\sum_{i=1}^{n} q_{i\,крит1} \leq q_o \quad ; \qquad (I8)$$

$$\sum_{i=1}^{n} q_{iн\,крит1} \leq q_{он} \qquad (I9)$$

4.I7. Если не соблюдается какое-либо условие, по формулам (I7), (I8), (I9) на печать выдается сообщение о некорректности соответствующей величины.

4.I8. Ниже приводится перечень выходных данных программы "G-LF".

4.I9. По группе скважин производится печать следующих параметров:

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

вычисленный общий объем газа, тыс. м^3/сут;

вычисленный общий дебит жидкости, м^3/сут;

вычисленный общий дебит нефти, м^3/сут;

вычисленный удельный расход газа по жидкости, м^3/м^3;

вычисленный удельный расход газа по нефти, м^3/м^3.

4.20.По каждой скважине производится печать следующих параметров:

номер скважины;

обводненность продукции;

критический расход газа, тыс. м^3/сут;

критический дебит жидкости, м^3/сут;

вычисленный расход газа, тыс. м^3/сут;

вычисленный дебит жидкости, м^3/сут;

вычисленный дебит нефти, м^3/сут;

расходы газа по результатам промысловых исследований, тыс. м^3/сут;

дебиты жидкости по результатам промысловых исследований, м^3/сут;

удельный расход газа по жидкости на вычисленном режиме работы, м^3/м^3;

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

коэффициенты a_i, b_i, c_i уравнения (5) и (I2).

4,2I. В приложении I приведен исходный текст программы "GLF" с контрольным примером по расчету распределения газа по десяти газлифтным скважинам для вариантов MN = I,2,3,4.

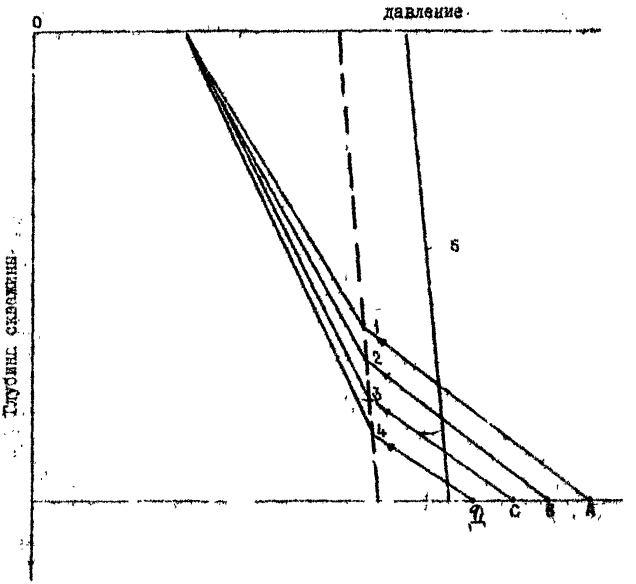
5. ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ РАБОЧЕЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

5.I. 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 (A,B, C,D, см. рис.2). По известной величине величине забойного давления, дебита жидкости и пластового газового фактора рассчитывается давление по стволу скважины и определяется глубина ввода газа в лифт (I,2,3,4, см. рис. 2), после чего рассчитывается количество нагнетаемого газа.

Схема расчета рабочей характеристики скважины



А, В, С, Д - 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", "GRAD" и "GRAD1".

5.5. Выходные 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 "GRAD1", которая определяет положение точки ввода газа. Затем вызывается подпрограмма "GRAD" и определяется количество закачиваемого газа, которое соответствует принятому расходу жидкости.

5.7. Входные данные для программы "PERFTE":

OGR – относительный удельный вес нефти (пресная вода = I);

WGR – относительный удельный вес воды (пресная вода = I);

GGR – относительный удельный вес пластового газа (воздух =I);

INGR – относительный удельный вес инжектируемого газа (воздух = I);

QLIQ – расход жидкости, $м^3$/сут;

FGOR – пластовый газонефтяной фактор, $м^3/м^3$;

WC – обводненность продукции;

TWF – забойная температура в потоке, ^0C;

TWH – температура потока в устье скважины, ^0C;

TINS – температура инжектируемого газа на поверхности, ^0C;

DT – длина насосно-компрессорных труб (НКТ), м ;

DD – пробуренная глубина, м ;

TVD – вертикальная глубина, м ;

DIN – внутренний диаметр НКТ, дюйм;

DOIN – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, дюйм;

PWS – пластовое давление, $кгс/см^2$;

PI – коэффициент продуктивности, $м^3$/сут/ $кгс/см^2$;

PG – давление нагнетаемого газа на поверхности, $кгс/см^2$;

5.8. Программа "PERFIE" использует подпрограммы "GRAD" и "GRAD1 ", которые определяют профиль давления потока смеси газа и жидкости в НКТ и в которых заложена методика Бакседелла - Томаса, уточненная по промысловым замерам давления в фонтанных и газлифтных скважинах месторождений Западной Сибири.

5.9. С помощью подпрограммы "GRAD" 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. Единственными выходными данными этой подпрограммы является величина PDAGE , которая представляет собой давление на данной исходной глубине.

5.12. Входные данные подпрограммы "GRAD":

PS – атмосферное давление;

TS – температура при нормальных условиях;

OGR – относительный удельный вес нефти;

WGR – относительный удельный вес воды;

GGR – относительный удельный вес газа;

GPRS – данное давление, с которого начинаются расчеты;

QLIQ – расход жидкости;

GLR – газожидкостный фактор;

WC – обводненность продукции;

TEM – средняя температура в НКТ ;

Схема расчета глубины ввода газа в лифт

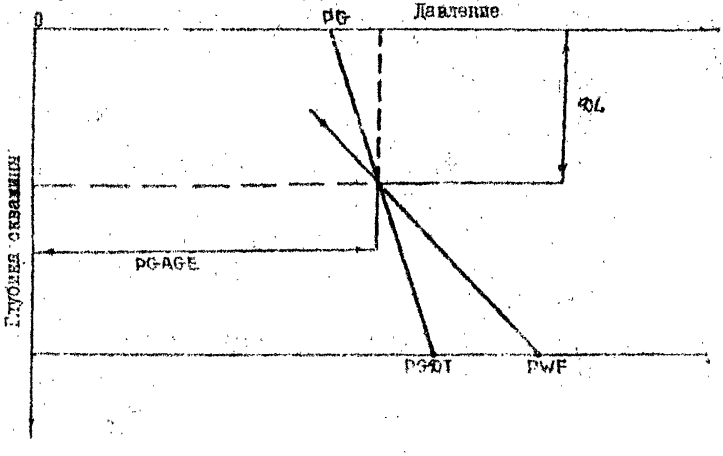


Рис. 3

DT – длина НКТ;

DD – пробуренная глубина скважины;

SIGMAH – накопленная глубина для расчетов следующего значения DELTAH;

DIN – внутренний диаметр НКТ;

DOIN – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

NUP – целое число, которое указывает подпрограмме, в каком направлении вести расчеты (вниз или вверх).

5.13. Подпрограмма "GRAD1" рассчитывает профиль давления, начиная с исходной линии (глубина скважины) и данного 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: DL – глубина ввода газа в лифт и PGAGE – давление на глубине ввода газа.

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

PG – давление закачиваемого газа на поверхности,

PGDT – давление закачиваемого газа на глубине ДТ,

GGRD – 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 газлифтных скважин с наименьшими удельными расходами газа,

определенными по методу АзНИИДН, приведены в табл. 2 .

6.2. Расчет производится по 2-ому и 3-ему вариантам (см. п. I.I0), причем в качестве исходных данных V_0 и $q_{он}$ 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 =I9,32тыс.м^3/сут) производится следующим образом.

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

$$\Delta q_{опт} = \frac{I9,32 - 29,57}{0,3I62} = 32,42I$$

6.5. Расчет расхода газа и дебита жидкости на скважину при рациональном распределении газа производится по формулам (7) и (I5) соответственно.

$$V_{1рац} = \frac{32,42I-36,853}{2\ .(-3,956)} = 0,56 \text{ тыс м}^3\text{/сут}; \quad q_{1рац} = I24,8\text{м}^3\text{/сут};$$

$$V_{2\ рац} = \frac{32,42I-I4I,84I}{2.(-I7,I39)} = 3,I9 \text{ тыс м}^3\text{/сут}; \quad q_{2\ рац} = 229,2\text{м}^3\text{/сут};$$

$$V_{3рац} = \frac{32,42I-200,2I0}{2.(-25,0I3)} = 3,35 \text{ тыс м}^3\text{/сут}; \quad q_{3рац} = 245,2\text{м}^3\text{/сут};$$

$$V_{4рац} = \frac{32,42I-I26,494}{2.(-8,768)} = 5,37 \text{ тыс м}^3\text{/сут}; \quad q_{4рац} = 70,2 \text{ м}^3\text{/сут};$$

$$V_{5рац} = \frac{32,42I-II4,330}{2.(-5,979)} = 6,85\text{тыс. м}^3\text{/сут}; \quad q_{5рац} = 34,0 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

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

6.7. Таким образом, рациональное распределение 19,32м³/сут газа по пяти скважинам позволяет получить суммарный отбор жидкости, равный 703,4 м³/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_{in}, тыс. м³/сут	дебит жидкости, q_{in} м³/сут	расход газа, V_i крит I тыс. м³/сут	дебит жидкости, q_i крит I м³/сут	a_i	$в_i$	c_i
I	0	0	I00	0	I00	-3,956	36,853	I05,38
		I,0	I45					
		I,7	I55					
		2,0	I75					
		3,0	I65					
		4,8	I95					
2	0,I	I,0	70	I,0	70	-I7,I39	I4I,84	-48,96
		I,29	II0					
		I,6	I45					
		2,6	I85					
		3,2	223					
		3,5	260					
		4,0	240					
		5,0	230					
3	0,2	I,3	50	I,3	50	-25,0I3	200,2I	-I44,97
		I,5	I20					
		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_{in} тыс. м³/сут	дебит жидкости, q_{in} м³/сут	расход газа, $V_{i\,крит}$ I_i тыс м³/сут	дебит жидкости, $q_{i\,крит}$ I_i м³/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	I26,49	-356,06
		5,0	60					
		6,0	80					
		7,0	II0					
		8,0	85					
		8,5	90					
5	0,8	6,5	20	6,5	20	-5,9794	II4,33	-466,6I
		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.м³/сут	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	Удельный расход газа по жидкости, м³/м³
I	0	I05,4	I05,4	0
2	I,69	I4I,8	I27,6	II,9

Продолжение таблицы 2

Скважина	Расход газа, тыс. м³/сут	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	Удельный расход газа по жидкости, м³/м³
3	2,407	I92	I53,6	I2,5
4	6,372	93,9	9,4	67,8
5	8,853	74,9	I5	II8,2
Итого	I9,32	608	4II	-

6.8. Расчет распределения газа по второму варианту при заданном общем отборе нефти ($q_{он}$ = 4II м³/сут) производится следующим образом.

6.9. По формуле(I2) определяются коэффициенты $a_{iн}$, $b_{iн}$, $c_{iн}$.

6.I0. Оптимальное приращение дебита нефти вычисляется по формуле (I6)

$$\Delta q_{опт.н.} = \sqrt{\frac{4II + (-825,39) - (-I84,0I)}{-0,5861}} = I9,83.$$

6.II. Расчет расхода газа и дебита нефти на скважине при рациональном распределении газа производится по формулам (I4) и (I2) соответственно.

$$V_{1рац} = \frac{I9,83-36,853}{2.(-3,956)} = 2,I5 \text{ тыс.м}^3\text{/сут}; \quad q_{1нрац}=I66,3\text{м}^3\text{/сут};$$

$$V_{2рац} = \frac{I9,83-I27,66}{2.(-I5,425)} = 3,49 \text{ тыс.м}^3\text{/сут}; \quad q_{2нрац}=2I3,6\text{м}^3\text{/сут};$$

$$V_{3рац} = \frac{I9,83-I60,I7}{2.(-20,0I0)} = 3,5I \text{ тыс.м}^3\text{/сут}; \quad q_{3нрац}=I99,7\text{м}^3\text{/сут};$$

$$V_{4рац.} = \frac{I9,83-I2,65}{2.(-0,877)} = -4,09\text{тыс.м}^3\text{/сут}; \quad q_{4нрац}=I02,0\text{м}^3\text{/сут}$$

$$V_{5рац} = \frac{19,83-22,86}{2.(-1,196)} = 1,27 \text{ тыс.м}^3\text{/сут}; \quad q_{5н\,рац} = -66,6 \text{ м}^3\text{/сут}$$

6.12. Проверка на левые и правые ограничения по формулам (3) и (4) показала, что вычисленные значения $V_{i\,рац}$ и $q_{iн\,рац}$ 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:

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

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

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

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

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

6.15. Корректируется величина $q_{он}$.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$q_{3нрец} = 175,6 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

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

6.19. Согласно п. 2.9 скв. 1 присваивается следующий режим работы:

$$V_{1рац.} = V_{1крит\ 1} = 0;$$
$$q_{1нрац} = q_{1нкрит\ 1} = 100 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

6.20. Скв. 1 исключается из дальнейшего расчета, по оставшимся скважинам расчет производится повторно.

6.21. Корректируется величина $q_{он}$.

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

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

$$\Delta q_{опти} = \sqrt{\frac{305 + (-584,63) - (-160,07)}{-0,02869}} = 64,55.$$

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

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

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

МЕТОДИКА

ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА РАБОЧЕГО АГЕНТА

РД 39-2-885-83

Отв. за выпуск В.А.Брейтер
Редактор Г.Ф.Тихонова

Подписано в печать 31.05.83 г.
Формат бумаги 60x84 1/16
Объем 2 п.л. Тираж 100 экз.
Заказ № 576

Ротапринт СибНИИНП
Тюмень, Орджоникидзе, 35

Приложение I

```
GLF:      PROC OPTIONS(MAIN);
/*****************************************************************/
/* ВЫБОР РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА    */
/* РАБОЧЕГО АГЕНТА                                               */
/*****************************************************************/
DCL
    (QZ1,QZ2,QZH) FLOAT(16), /* ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ */
                             /* ПО ЖИДКОСТИ       */
    IND FIXED(1),
    UUU FIXED(14,11),
    M1 FLOA (16),
    M2 FLOAT(16),
    (QN1,QN2,QNH) FLOAT(16), /* ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ */
                             /*          ПО НЕФТИ     */
    (VQ1,VQ2,VQH) FLOAT(16), /* ЗАДАННЫЙ 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 ОБВОДНЕННОСТИ */
    AJJ(300) FLOAT(16), /* КОЭФФИЦИЕНТ КВАДРАТНОГО УРАВНЕНИЯ */
    BJJ(300) FLOAT(16), /* ----"----"---- */
    CJJ(300) FLOAT(16), /* ----"----"---- */
    MVSV(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 ВИДА РАБОТЫ */
    AB FIXED(2), /* СЧЕТЧИК ЦИКЛОВ ВЫПАДАНИЯ СКВАЖИН */
    (QZ3,VQ3) FLOAT(16), /* ПЕРЕМЕННЫЕ ЦИКЛОВ */
    OBCH FLOAT(16), /* ОБЩАЯ ВЕЛИЧИНА ДЕБ 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;
MVSV(*)=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,QN1,QN2,QNH);
DO I=1 TO 300;
/*****************************************************************/
/*ВВОД НОМЕРА ОЧЕРЕДНОЙ СКВАЖИНЫ */
/*****************************************************************/
   ON ENDFILE(SYSIN) BEGIN;
   GO TO L2A1;  END;
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  A,B,C  ПО МЕТОДУ НАИМЕНЬШИХ КВАДРАТОВ*/
/*****************************************************************/
```

Продолжение прил.1

```
VJ2(J)=VJ2(I,J)+VJ2(I,J);   VJ3(J)=VJ2(J)+VJ2(I,J);
VJ4(J)=VJ3(J)+VJ2(I,J);     QV(J)=QJ2(I,J)+VJ2(I,J);
QV2(J)=QV(J)+VJ2(I,J);      VJ21=VJ21+VJ2(I,J);
QJ21=QJ21+QJ2(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)+VJ21-CHZ(I)*VJ3(1))**2;
PER=PER-(VJ2(1)**2-CHZ(I)*VJ4(1))*(VJ21**2-CHZ(I)*VJ2(1));
IF PER¬=0 THEN DO;
  AJJ(I)=(QJ21*VJ2+QV(1)*CHZ(I))*(VJ21*VJ2(1)-CHZ(I)*
    VJ3(1));
  AJJ(I)=(AJJ(I)-(QJ2+VJ2(1)-QV2(1)*CHZ(I))*(VJ21**2-
    CHZ(I)*VJ2(1)))/PER;
  PER=VJ21*VJ2(1)-CHZ(I)*VJ3(1);
  IF PER¬=0 THEN DO;
    BJJ(I)=(QJ21*VJ2(1)-QV2(1)*CHZ(I)-(VJ2(1)**2-CHZ(1)*
      VJ4(1))*AJJ(I))/PER;
    IF CHZ(I)¬=0 THEN
  CJJ(I)=(QJ21-VJ2*BJJ(I)-VJ2(1)*AJJ(I))/CHZ(I);
          ELSE PUT EDIT('GLF02 : C(',I,')=',CJJ(I))
            (SKIP,A,F(4),A,F(15,10));END;
          ELSE PUT EDIT('GLF03 : B(',I,')=',BJJ(I))
           (SKIP,A,F(4),A,F(15,10));END;
          ELSE PUT EDIT('GLF04 : A(',I,')=',AJJ(I))
           (SKIP,A,F(4),F(15,10));
          END;
/*****************************************************************/
/*  ПРОВЕРКА КОРРЕКТНОСТИ ДАННЫХ ПО ОБЩИМ ДЕБИТУ И РАСХОДУ ГАЗА */
/*****************************************************************/
L2A1:     ON CONV BEGIN;  PUT EDIT('GLF30: ОШИБОЧНАЯ СТРОКА : ',
          SNSOURCE) (SKIP,2 A);END;
          PER=0; PER1=0; PER2=0;
          DO I=1 TO 300;
           IF QJ2(I,1)=0 & VJ2(I,1)=0 THEN GOTO UU7;
          PER=PER+QC(I); PER1=PER1+VC(I); PER2=PER2+QC(I)*(1-KO(I));
          END;
UU7:      IF QZ1<PER & QZ1¬=0 THEN DO;
          PUT EDIT('GLF05 : ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО ДЕБИТУ ЖИДКОСТИ')
          (SKIP,A);  GOTO KONEC;END;
          IF VO1<PER1 & VO1¬=0 THEN DO;
          PUT EDIT('GLF06 : ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО РАСХОДУ ГАЗА')
          (SKIP,A); GOTO KONEC; END;
          IF QN1<PER2 & QN1¬=0 THEN DO;
          PUT EDIT('GLF07 : ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО ДЕБИТУ НЕФТИ')
          (SKIP,A);  GOTO KONEC; 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 QZ=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=',QZ)
            (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+VJV(I);
          PER2=PER2+QJV(I)*(1-KO(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¬=  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*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-KO(*)); BJJ(*)=BJJ(*)*(1-KO(*));
          CJJ(*)=CJJ(*)*(1-KO(*));
```

Продолжение листинга 1

```
            IF QN1¬=0 THEN DO;
            IF QN2=0 | QN2<=QN1 THEN QNH=QN1;
            DO QZ3=QN1 TO QN2 BY QNH;  MVSV(*)=0;  MVSQ(*)=0;
            CALL P3OC1;  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',
              'ЗАДАННЫЙ 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 VOH=VO1;
            DO VO3=VO1 TO VO2 BY VOH;  MVSV(*)=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',
    'ЗАДАННЫЙ 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',
              'ЗАДАННЫЙ 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;
 UU2:       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;
AA3:      END;
PROC1:  PROC;
/*****************************************************************/
/*     ВЫЧИСЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ДЕБИТА ПРИ ЗАДАННОМ ОБЩЕМ ДЕБИТЕ */
/*****************************************************************/
            AB=0;OBCN=QZ3;  M=0;  N=0;
 M1:        PER=0;  PER1=0;  PER2=0;  AB=AB+1;
            IF AB>98 THEN DO; PUT EDIT('GLFOB : ЦИКЛОВ ВЫПАДЕНИЯ >98')
            (SKIP,A); GOTO KONEC;  END;
            DO I=1 TO 300;
```

Продолжение прил I

```
          IF QJZ(I,1)=0 & VJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU9;
           IF AB¬=1 & (MVSQ(I)=AB-1 ! MVSV(I)=AB-1) THEN
             OBCH=OBCH-QJV(I);
             END;
UU9:      DO I=1 TO 300;
           IF QJZ(I,1)=0 & VJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU5;
           IF AJJ(I)¬=0 & MVSQ(I)=0 & MVSV(I)=0 THEN DO;
           PER=PER+BJJ(I)**2/4/AJJ(I)-CJJ(I);
           PER1=PER1+1/4/AJJ(I);  END;  END;
UU5:
         PER2=(OBCH+PER)/PER1;  IF PER2>0  THEN
            PER2=SQRT(PER2);
            ELSE DO;   PUT EDIT('PER2=',PER2) (SKIP,A,
              E(17,9,9));
             PUT EDIT('ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО ДЕБИТУ') (SKIP,A);
              IND=1;  GOTO BB1;   END;
           CALL PROC2;
            IF M¬=N THEN DO;  M=N;  GOTO M1;  END;
BB1:        END PROC1;
PROC2:   PROC;
/*****************************************************************/
/*      ПОДСЧЕТ ДЕБИТОВ И РАСХОДОВ ГАЗА ПО СКВАЖИНАМ    */
/*        ВЫЯВЛЕНИЕ ВЫПАВШИХ СКВАЖИН                */
/*****************************************************************/
           DO I=1 TO 300;
           IF QJZ(I,1)=0 & VJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU3;
           IF AJJ(I)¬=0 & MVSQ(I)=0 & MVSV(I)=0 THEN DO;
           VJV(I)=(PER2-BJJ(I))/2/AJJ(I);
           M1=VJZ(I,1);  M2=QJZ(I,1);
           DO J=2 TO 10;  IF M1<VJZ(I,J) THEN  DO;  M1=VJZ(I,J);
              M2=QJZ(I,J);  END;   END;
           IF VJV(I)<=VC(I)
             ! VJV(I)>M1
                                                  THEN DO;
             IF MN=1 ! MN=3 THEN DO;
               IF VJV(I)<=VC(I) THEN  DO;
                 VJV(I)=VC(I);  QJV(I)=QC(I);  END;
               IF VJV(I)>M1 THEN DO;
                 VJV(I)=M1;  QJV(I)=M2;  END;
               END;
               IF MN=2 ! MN=4 THEN DO;
               IF VJV(I)<=VC(I) THEN DO;
                 VJV(I)=VC(I);  QJV(I)=QC(I)*(1-KO(I));
                 END;
                 IF VJV(I)>M1 THEN DO;
                   VJV(I)=M1;  QJV(I)=M2*(1-KO(I));  END;
                 END;
               MVSV(I)=AB;  N=N+1;  END;
           ELSE DO; QJV(I)=AJJ(I)*VJV(I)**2+BJJ(I)*VJV(I)+CJJ(I);
               IF QJV(I)<=QC(I) & (MN=1 ! MN=3) !
                 QJV(I)<=QC(I)*(1-KO(I)) & (MN=2 ! MN=4)
                 THEN DO;
                 IF MN=1 ! MN=3 THEN DO;
                 IF QJV(I)<=QC(I) THEN DO;
                   QJV(I)=QC(I);  VJV(I)=VC(I);  END;
                   END;
                 IF MN=2 ! MN=4 THEN DO;
                   IF QJV(I)<=QC(I)*(1-KO(I)) THEN DO;
              QJV(I)=QC(I)*(1-KO(I));  VJV(I)=VC(I);
                     END;
                   END;
                 MVSQ(I)=AB;  N=N+1;  END;  END;  END;
           END;
PROC3:   PROC;
/*****************************************************************/
/*        ПЕЧАТЬ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН                  */
/*****************************************************************/
           PUT EDIT(' ') (SKIP(2),A);
           PUT EDIT((127)'-') (SKIP,A);
           PUT EDIT(' N :  N   :KO   :КРИТИЧЕСК. :   ВЫЧИСЛЕНИЯ    : ',
             ' ЗАМЕРЫ   :   R   :   R   :        A          :',
             '          B        :        C        :')
           (SKIP,3 A);
           PUT EDIT('П /:СКВАЖИ:КОЭФФ:-----------:-----------------:',
             '-----------:ОСНОВНОЙ:ПОБОЧНЫЙ:                :',
             '           :                :')
           (SKIP,3 A);
           PUT EDIT(' / :  НЫ  :ОБВОД:  V  :  Q  :  V  :  Q  :  Q  :',
             '  V  :  Q  :        :        :                :',
             '           :                :')
           (SKIP,3 A);
           PUT EDIT('/ П:        :      :      :      :      : ОСН.: ПОБ.:',
             '      :      :      :      :                :',
```

Продолжение прил.

```
                                  :')
        (SKIP,3 A);
      PUT EDIT((127)'-') (SKIP,A);
      PUT EDIT(' 1 :  2   :  3  :  4  :  5  :  6  :  7  :  8  :',
        '  9  :  10 :   11   :   12   :      13        :',
        '        14        :        13        :')
        (SKIP,3 A);
      PUT EDIT((127)'-') (SKIP,A);
      ON ENDPAGE(SYSPRINT) BEGIN;  K=K+1;
        PUT PAGE EDIT('CTP. ',K,(127)'-',
        ' 1 :  2   :  3  :  4  :  5  :  6  :  7  :  8  :  9  :
        '  10 :   11   :   12   :      13        :',
        '        14        :        15        :',(127)'-')
        (SKIP(2),X(100),A,F(4),SKIP(2),A,SKIP,3 A,
          SKIP,A);  PUT SKIP;   END;
      DO I=1 TO 300;
        IF VJZ(I,1)=0 & QJZ(I,1)=0 THEN GOTO U15;
       PECH=' ';
        IF QJV(I)¬=0 THEN
        PUT STRING(PECH) EDIT(I,NS(I),KO(I),VC(I),QC(I),
      VJV(I),QJV(I),VJZ(I,1),QJZ(I,1),
       VJV(I)/QJV(I)*1000,AJJ(I),BJJ(I),CJJ(I))
       (F(4),F(7),F(6,3),2 (F(6,2),F(6,1)),F(12,2),F(6,1),F(9,2)
          X(9),2 E(17,8,9),E(16,8,9));
         ELSE PUT EDIT('QJV(',I,')=0') (SKIP,A,F(4),A);
      IF MN=1 ! MN=3 THEN
        DO;  UF8=QJV(I)*(1-KO(I));  SUBSTR(PECH,43,5)=UF8;
          IF QJV(I)¬=0 THEN
           UF84=VJV(I)/QJV(I)/(1-KO(I))*1000;
          ELSE PUT EDIT('QJV(',I,')=0') (SKIP,A,F(4),A);
           SUBSTR(PECH,70,8)=UF84;
      END;
        IF MN=2 ! MN=4 THEN
          DO;  UF8=QJV(I)*(1-KO(I));  SUBSTR(PECH,43,5)=UF8;
           IF QJV(I)¬=0 THEN
           UF84=VJV(I)*(1-KO(I))/QJV(I)*1000;
          ELSE PUT EDIT('QJV(',I,')=0') (SKIP,A,F(4),A);
           SUBSTR(PECH,70,8)=UF84;
      END;
      PUT EDIT(PECH) (SKIP(2),A);  PECH=' ';
      IF MVSV(I)¬=0 THEN PUT STRING(PECH)
       EDIT('ВЫПАЛА ПРИ ',MVSV(I),' ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ')
      (X(6),A,F(2),A);
      IF MVSQ(I)¬=0 THEN PUT STRING(PECH) EDIT('ВЫПАЛА ПРИ '
      MVSQ(I),' ПРОСЧЕТЕ ПО ДЕБИТУ') (X(6),A,F(2),A);
        UF9=VJZ(I,2);  SUBSTR(PECH,49,5)=UF9;
        UF8=QJZ(I,2);  SUBSTR(PECH,55,5)=UF8;
        PUT EDIT(PECH) (SKIP,A);
      DO J=3 TO 10;
      IF QJZ(I,J)=0 & VJZ(I,J)=0 THEN GOTO M2;
       PUT EDIT(VJZ(I,J),QJZ(I,J)) (SKIP,COLUMN(50),F(4,2),
         F(6,1));
      END;
M2:   END;
M15:  ON ENDPAGE(SYSPRINT);
       PUT PAGE;
       END PROC3;
PROC4: PROC;
/*************************************************************************
/*  ВЫЧИСЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ДЕБИТА ПРИ ЗАДАННОМ ОБЩЕМ РАСХОДЕ ГАЗА  */
/*************************************************************************
        AB=0; OBCH=VO3; M=0; N=0;
M5:     PER=0;  PER1=0;  PER2=0;  AB=AB+1;
       IF AB>98 THEN DO; PUT EDIT('GLF20 : ЦИКЛОВ ВЫПАДЕНИЯ>98')
       (SKIP,A); GOTO KONEC; END;
       DO I=1 TO 300;
       IF VJZ(I,1)=0 & QJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU4;
          IF AB¬=1 & (MVSQ(I)=AB-1 ! MVSV(I)=AB-1) THEN
        OBCH=OBCH-VJV(I);  END;
UU4:   DO I=1 TO 300;
       IF VJZ(I,1)=0 & QJZ(I,1)=0 THEN GOTO UU6;
       IF AJJ(I)¬=0 & MVSQ(I)=0 & MVSV(I)=0 THEN DO;
       PER=PER+BJJ(I)/2/AJJ(I);
       PER1=PER1+1/2/AJJ(I); END;  END;
UU6:   PER2=(OBCH+PER)/PER1;
       IF PER2<0 THEN DO;  PUT EDIT('ДАННЫЕ НЕ КОРРЕКТНЫ ПО',
         ' РАСХОДУ') (SKIP,2 A);
         IND=1;  GOTO BB2;  END;
       CALL PROC2;
       IF M¬=N THEN DO; M=N; GOTO M5; END;
       END PROC4;
BB2:
KONEC: END;
```

Продолжение прил.I

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ

ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ= 800.000000

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 27.786528

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 800.000000

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ= 640.649481

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ = 34.733159

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 43.372434

N п/п	N скважины	КОЭФФ. ОБВОД	КРИТИЧЕСК. V	КРИТИЧЕСК. Q	ВЫЧИСЛЕНИЯ V	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q осн.	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q поб.	ЗАМЕРЫ V	ЗАМЕРЫ Q	R основной	R побочный	A	B	C
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	1.14459022E+01	9.77414831E+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	5.61	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	58.0					
								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	6.99	7.77	-2.39955408E+00	2.83973793E+01	1.17639692E+02
	ВЫПАЛА ПРИ 2 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							3.50	190.0					
								5.00	198.0					
								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	500.00	624.99	-1.00000000E+00	1.18000000E+01	-2.00000000E+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	68.0	51.0	0.00	68.0	0.00	0.00	-1.53989640E+00	1.66574063E+01	6.82742887E+01
	ВЫПАЛА ПРИ 2 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							2.00	94.0					
								3.50	108.0					
								5.00	112.0					
								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	-6.92480751E-01	1.02853439E+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	125.5	86.4	4.00	35.0	47.46	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	-8.40840603E+00	1.16410539E+02	-2.13153846E+02
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							3.50	90.0					
								4.50	140.0					
								5.50	180.0					
								6.00	180.0					
9	1362	0.013	5.00	35.0	5.29	44.7	44.0	5.00	35.0	118.38	119.94	-4.67289396E+00	8.12489189E+01	-2.54304878E+02
								6.00	65.0					
								7.00	85.0					
								8.00	96.0					
								9.50	96.0					
10	1361	0.150	1.00	8.0	1.00	8.0	6.8	1.00	8.0	125.00	147.05	-1.69942277E+00	1.84530789E+01	-6.79532652E+00
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							2.00	26.0					
								2.50	38.0					

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН 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	КО обводн	КРИТИЧЕСК. V	КРИТИЧЕСК. Q	ВЫЧИСЛЕНИЯ V	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q осн.	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q поб.	ЗАМЕРЫ V	ЗАМЕРЫ Q	R основная	R побочная	A	B	C
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	7.81951865E+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	283.74	246.42	-5.36685861E+00	8.79327923E+01	-3.01996541E+02
								6.50	52.0					
								7.00	56.0					
								8.00	64.0					
								9.00	66.0					
3	615	0.100	1.00	143.0	1.00	128.7	142.9	1.00	143.0	7.77	4.09	-2.15959847E+00	2.55576414E+01	1.05875723E+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	4.8	5.9	3.00	6.0	625.00	500.00	-8.00000000E-01	9.44000000E+00	-1.60000000E+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	-1.15692230E+00	1.24945547E+01	5.12057165E+01
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							2.00	94.0					
								3.50	106.0					
								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	-6.78631136E-01	1.00798530E+01	1.00633646E+02
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							2.00	128.0					
								4.00	152.0					
								5.50	140.0					
								7.00	140.0					
7	564	0.300	4.00	35.0	5.29	71.3	101.8	6.00	35.0	74.24	61.96	-5.54696876E+00	8.75827064E+01	-2.36886592E+02
								5.00	96.0					
								6.00	126.0					
								7.50	152.0					
								8.00	156.0					
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	7.58013503E+01	-1.58550000E+02
								3.50	96.0					
								4.50	140.0					
								5.50	180.0					
								6.00	180.0					
9	1362	0.013	5.00	35.0	5.57	52.5	53.1	5.00	35.0	106.11	106.92	-4.61214654E+00	8.01768829E+01	-2.50998915E+02
								6.00	61.0					
								7.00	86.0					
								8.00	94.0					
								9.50	96.0					
10	1341	0.150	1.00	8.0	1.00	6.8	8.0	1.00	8.0	147.06	125.00	-1.64450935E+00	1.56498171E+01	-3.97602754E+00
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ							2.00	[illegible]					
								[illegible]						
								7.00	[illegible]					

Продолжение прил.1

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ

ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ РАСХОД ГАЗА= 40.000000

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 40.000000

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 1015.397863

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ= 826.008672

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ = 39.393425

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 48.425653

N П/П	N СКВАЖИНЫ	КО КОЭФФ ОБВОД	КРИТИЧЕСК. V	КРИТИЧЕСК. Q	ВЫЧИСЛЕНИЯ V	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q ОСН.	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q ПОБ.	ЗАМЕРЫ V	ЗАМЕРЫ Q	R ОСНОВНОЙ	R ПОБОЧНЫЙ	A	B	C
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 2.00 3.50 7.00 8.00	98.0 118.0 130.0 150.0 150.0	7.43	9.78	-5.98123100E-01	1.14539022E+01	9.77414831E+01
2	564	0.130	5.50	21.0	7.34	62.4	54.2	5.50 6.50 7.00 8.00 9.00	21.0 52.0 58.0 64.0 64.0	117.62	135.70	-6.16880300E+00	1.01872175E+02	-5.47122461E+02
3	615	0.100	1.00	143.0	5.73	190.2	171.1	1.00 3.50 5.00 6.50 8.00	143.0 190.0 198.0 200.0 192.0	19.61	21.79	-2.39955408E+00	2.83773793E+01	1.17639692E+02
4	593	0.200	5.00	6.0	5.00	6.0	6.7	3.00 4.00 5.00 6.00 7.00	6.0 12.0 16.0 14.0 14.0	500.00	626.99	-1.00000000E+00	1.18500000E+01	-2.00000000E+01
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ													
5	611	0.250	0.00	68.0	2.00	95.4	71.5	0.00 2.00 3.50 5.00 6.50	68.0 96.0 108.0 112.0 112.0	20.96	27.94	-1.53989640E+00	1.66394063E+01	6.82742887E+01
6	506	0.020	0.00	103.0	0.00	103.0	100.9	0.00 2.00 4.00 5.50 7.00	103.0 120.0 132.0 140.0 140.0	0.00	0.00	-6.92480751E-01	1.02855439E+01	1.02689230E+02
	ВЫПАЛА ПРИ 2 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ													
7	564	0.300	4.00	55.0	7.23	152.0	106.3	6.00 5.00 6.00 7.50 8.00	35.0 90.0 126.0 155.0 155.0	47.58	67.97	-7.92424108E+00	1.25118152E+02	-3.38409417E+02
8	739	0.350	2.50	27.0	6.00	180.0	117.0	2.50 3.50 4.50 5.50 6.00	27.0 90.0 140.0 180.0 180.0	33.33	51.28	-8.40840603E+00	1.14620539E+02	-2.13153846E+02
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ													
9	1362	0.013	5.00	55.0	7.57	93.0	91.7	5.00 6.00 7.00 8.00 9.50	35.0 65.0 86.0 96.0 96.0	81.62	82.69	-4.67289306E+00	8.12689189E+01	-2.54304878E+02
10	1341	0.150	1.00	8.0	2.34	27.0	22.9	1.00 2.00 3.50 5.00 7.00	8.0 26.0 38.0 40.0 40.0	86.53	101.80	-1.69942277E+00	1.84350789E+01	-6.79532452E+00

Продолжение прил.I

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН ПО НЕФТИ

ЗАДАННЫЙ ОБЩИЙ РАСХОД ГАЗА = 40.000000

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ГАЗА = 40.000000

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ = 1013.593963

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ ДЕБИТ НЕФТИ= 826.836963

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ = 39.463534

ВЫЧИСЛЕННЫЙ ОБЩИЙ УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА ПО НЕФТИ = 48.377132

N П/П	N СКВАЖИНЫ	КО КОЭФФ. ОБВОД	КРИТИЧЕСК. V	КРИТИЧЕСК. Q	ВЫЧИСЛЕНИЯ V	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q ОСН.	ВЫЧИСЛЕНИЯ Q ПОБ.	ЗАМЕРЫ V	ЗАМЕРЫ Q	R ОСНОВНОЙ	R ПОБОЧНЫЙ	A	B	C
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 2.00 3.50 7.00 8.00	98.0 118.0 130.0 150.0 150.0	3.00	2.39	-4.78498480E-01	9.15512176E+00	7.81911865E+01
2	566	0.130	5.50	21.0	7.36	54.5	62.6	5.50 6.50 7.00 8.00 9.00	21.0 52.0 58.0 66.0 66.0	135.12	117.55	-5.36685861E+00	8.79327923E+01	-3.01996541E+02
3	615	0.100	1.00	143.0	3.85	172.3	191.4	1.00 3.50 5.00 6.50 8.00	143.0 190.0 198.0 200.0 192.0	22.35	20.11	-2.15959867E+00	2.55576414E+01	1.05875723E+02
4	593	0.200	3.00	6.0	3.00	4.8	5.9	3.00 4.00 5.00 6.00 7.00	6.0 12.0 14.0 16.0 14.0	625.00	500.00	-8.00000000E-01	9.44000000E+00	-1.60000000E+01
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ													
5	611	0.250	0.00	68.0	1.55	67.8	90.3	0.00 2.00 3.50 5.00 6.50	68.0 96.0 108.0 112.0 112.0	22.81	17.10	-1.15492230E+00	1.24965867E+01	5.12057165E+01
6	506	0.020	0.00	103.0	0.85	108.7	110.9	0.00 2.00 4.00 5.50 7.00	103.0 120.0 132.0 140.0 140.0	7.85	7.47	-6.78631136E-01	1.00798330E+01	1.00635446E+02
7	564	0.300	4.00	35.0	7.09	105.2	150.3	4.00 5.00 6.00 7.50 8.00	35.0 90.0 126.0 155.0 155.0	67.37	67.15	-5.54696876E+00	8.75827064E+01	-2.36886592E+02
8	759	0.350	2.50	27.0	6.00	117.0	179.9	2.50 3.50 4.50 5.50 6.00	27.0 90.0 140.0 180.0 180.0	51.28	33.33	-5.46546392E+00	7.58033509E+01	-1.38350000E+02
	ВЫПАЛА ПРИ 1 ПРОСЧ. ПО РАСХОДУ													
9	1362	0.013	5.00	35.0	7.73	93.3	94.4	5.00 6.00 7.00 8.00 9.50	35.0 65.0 86.0 96.0 96.0	82.64	81.76	-4.61214634E+00	8.01926829E+01	-2.50990919E+02
10	1361	0.150	1.00	8.0	2.33	22.9	26.9	1.00 2.00 3.50 5.00 7.00	8.0 26.0 38.0 40.0 40.0	101.80	86.52	-1.44480935E+00	1.56698171E+01	-5.77602734E+00

```
      DIMENSION TITLE(20)
      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,QLIQ,PG,GGRD
      PS = 14.69
      TS = 32.
      IW=6
      IR=5
   98 CONTINUE
      READ(IR,700,END=99)(TITLE(I),I=1,20)
  700 FORMAT(20A4)
      READ(IR,100)OGR,WGR,GGR,GINGR,WC
  100 FORMAT(5F10.3)
      READ(IR,200)DIN,DOIN,DT,TVD,DD,PG,PWS,PWH
  200 FORMAT(8F10.3)
      READ(IR,300)TWF,TWH,TINS,FGOR,PI
  300 FORMAT(5F10.3)
      CALL INPUT(IW,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*5.6146
      PI=PI*0.44226727
      TINS=TINS*1.8+32
      PG=PG*14.2233
      FGLR=FGOR*(1.-WC)
      TEM=(TWF+TWH)/2.
      TAVG=(TINS+TWF)/2.
      TAVGR=TAVG+460.
      PG=PG-200.
      PGDTAS=PG+2.2*(PG/100.)*(DT/1000.)
   55 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=CZ*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.3.0)GOTO60
      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
      PWSP=0.1*PWS
      IF(PWF.LE.PWSP)GO TO 999
      IF(PWF.LE.PGDT)GO TO 70
      DT=TVD
      GLR=FGLR
      GPRS=PWF
      CALL GRAD1(DL,PGAGE)
      GO TO 71
   70 PGAGE=PWF
   71 DL=DT
      GPRSD=PGAGE
      GPRS=PWH
      DT=DL
      NUP=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 66
```

Продолжение прил2

```
 34 WRITE(IW,400)
400 FORMAT(//,2X,'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКО
    1СТИ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОЛОННЫ ТРУБ')
    GO TO 98
 65 GLR1=GLR
    GLR=GLR+100.
    P1=PGAGE
    SIGMAH=0
    GO TO 63
 66 QOIL=QLIQ/6.2905*(1.-WC)
    PWFC=PWS-QLIQ/PI
    PWFM=PWFC/14.2233
    QLIQ1=QLIQ/6.2905
    QGAS=(GLRR-FGLR)*QLIQ/55.3198
    GLR1=QGAS/QLIQ
    IF(QGAS.LT.0.)GO TO 67
    WRITE(IW,500)QGAS,QOIL,QLIQ1,GLR1,PWFM
500 FORMAT(5X,1HI,4X,F10.3,5X,1HI,5X,F10.3,5X,1HI,5X,F10.3,4X,1HI,5X,F
   110.3,11X,1HI,5X,F10.3,9X,1HI,/,5X,114(1H-))
 67 QLIQ=QLIQ+STEP
    GO TO 62
999 WRITE(IW,600)
600 FORMAT(//,2X,'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, Т.К. ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ PWF МЕНЬШЕ
   1ВЕЛИЧИНЫ 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,QLIQ,PG,GGRD
    DIMENSION TITLE(20)
    WRITE(IW,20)TITLE
 20 FORMAT(1H1,//,2X,20A4,///,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,'ДЮЙМ')
    GO TO 50
 40 WRITE(IW,50)DIN,DOIN
 50 FORMAT(5X,'ПОТОК В ЗАТРУБЬЕ',//,5X,'ОБСАДНАЯ КОЛОННА',20X,F10.3,1X,
   1'ДЮЙМ',4X,'НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ',26X,F10.3,1X,'ДЮЙМ')
 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,
   21X,6HKG/CM2,//,
   35X,'ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ',22X,F10.3,7X,
   4'ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ',28X,F10.2,1X,6HKG/CM2,//,
   55X,'ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА',11X,F10.3,7X,
   6'БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ',29X,F10.2,1X,6HKG/CM2,//,
   75X,'ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА',8X,F10.3,7X,
   8'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 БУФЕРЕ',25X,F10.2,1X,'ГРАД.С',//,
   25X,'ДЛИНА НКТ',27X,F10.0,1X,1HM,5X,
   3'ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ',7X,F10.2,1X,'ГРАД.С',//,
   45X,'ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ',7X,F10.0,1X,1HM,5X,
   5'ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР',17X,F10.3,1X,6HM3/M3,//,
   65X,'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 (НМ3/СУТ)',2X,1HI,3X,'НЕФТ
   1Ь (М3/СУТ)',3X,1HI,1X,'ЖИДКОСТЬ (М3/СУТ)',1X,1HI,1X,'УД. РАСХОД ГА
   23А (НМ3/М3)',1X,1HI,1X,'ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)',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,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=0.0802*GGR
    RHOOIL=62.4*OGR
```

Продолжение прил.2.

```
      RHOWAT = 62,4 * WGR
      DPF=0,05
      IF(NUP,EQ,1)DPF=-DPF
      TAVG = TEM + 460,
      CC = 1,0 - WC
      EZ = 0,00001 * TEM
      CB = 10,**-1 / ( 18, * 10,**EZ )
      C8 = 1,25 * TEM
      BZ = TAVG / ( TSA * AZ )
      CZ = 0,0494 - 17,6 * BZ
      EZ = 214, * BZ
      PGAGE=GPRS
      DELP=GPRS*DPF
      PAVG     =GPRS +      DELP  / 2,0 * PS
      IF(CC,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 / CC
      QOIL = QLIQ * CC
      QWAT = QLIQ * WC
25    GLRQOW=GLR*(QOIL+QWAT)
      CMFSS = RHOGAS*GLRQOW + 5,6146*( RHOOIL*QOIL+RHOWAT*QWAT)
      DIF = DIN / 12,
      DOF = DOIN / 12,
      DSQ = DIF**2 - DOF**2
      DP = C1 / DSQ
      ISKIP = 0
28    DZ = 0,022 * PAVG     / PS - 2,5
      ZAVG     = CZ * DZ**2 + EZ + 0,150
      IF(CC,EQ,0,)GO TO 30
29    RS = GOR * ( C6 * PAVG )**1,205
      IF((GOR-RS),LE,0,)GO TO 31
19    F = RS * C7 + C8
      BO     = 0,972 + 0,000147 * F**1,175
      GO TO 30
31    F = GOR * C7 + C8
      BO     = 0,972 + 0,000147 * F**1,175
30    FBIG = BO
63    QMD = 1,0E-06 * CMFSS / ( DIF + DOF )
      DRHOV = 1,4737E-05 * CMFSS / ( DIF + DOF )
20    IF (GOR - RS ) 33, 33, 32
32    VOLMIX =              5,6146 * ( QWAT     + FBIG * QOIL     ) + ( CZ /
     1PAVG     * TAVG * ZAVG     ) * ( GLRQOW - RS      * QOIL     )
      BET=(CZ/PAVG*TAVG*ZAVG)*(GLRQOW-RS*QOIL)
      BETA=BET/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,*91
      QMDL=ALOG(QMD)
      COFD=1,-((0,75*DIP-0,1*DIP**2-0,4833)*(QMDL+3,)+2,)
      COFBET=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)**E3*EXP(0,302+(ALOG(DRHOV))**2)
      FSMALL=FSMALL*COFD*COFBET*COFALF
      GO TO 39
70    FSMAL=54,*(DRHOV)**E3*EXP(0,702*(ALOG(DRHOV))**2)
      FSMAL=FSMAL*COFD*COFBET*COFALF
      FLN=0,17444589/QMDL-5,1170435-0,14644312*QMDL
      FSMALL = EXP( FLN )
      IF((FSMALL-FSMAL),LE,0,)FSMALL=FSMAL
39    PCK=(DD/TVD)*FSMALL*CMFSS**2/(7,413E+10*RSQ**2*(DIF+DOF))
40    RHOMIX = CMFSS / 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
```

Продолжение прил. 2

```
      PAVG=PAVG-DELP
      PGAGE=PGAGE-DELP
      SIGMAH=DL-0.5H
      DELP=DELPI
      PAVG=PAVG+DELPI
      GO TO 28
   42 RETURN
   43 DELP=PGAGE*DPF
      PAVG=PAVG+DELP
      GO TO 28
      END
      SUBROUTINE GRADT(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
      RHOOIL=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)
      CMPSS=RHOGAS*GLRQOW+5.6146*(RHOOIL*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
      F = 35 * C7 + C8
      BO     = 0.972 + 0.000147 * F**1.175
      GO TO 30
   31 F = GOR * C7 + C8
      BO     = 0.972 + 0.000147 * F**1.175
   30 FBIG = BO
   63 QMD = 1.0E-06 * CMPSS / ( DIF + DOF )
      DRHOV = 1.4737E-05 * CMPSS / ( DIF + DOF )
   20 IF ( GOR - RS ) 33, 33, 32
   32 VOLMIX  =          5.6146 * ( QWAT     + FBIG * QOIL     ) + ( C2 /
     1PAVG     * TAVG * ZAVG     ) * ( GLRQOW - RS       * QOIL     )
      BET=(C2/PAVG*TAVG*ZAVG)*(GLRQOW-RS*QOIL)
      BETA=BET/VOLMIX
      GO TO 34
   33 VOLMIX  =          5.6146 * ( QWAT     + FBIG * QOIL     )
      BETA=0.
   34 COSAL=TVD/DD
      DIP=DIN
      IF(DOIN.GT.2.)DIP=2.991
      QMDL=ALOG(QMD)
      COFD=1.-((0.75*(DIP-0.1*)DIP**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.
```

Продолжение прил. 2

```
      IF(QMD-2.873,70,70
   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=0.17444569/QMDL-5.1170435-0.14444312*QMDL
      FSMALL=EXP(FLN)
      IF((FSMALL-FSMAL).LE.0.)FSMALL=FSMAL
   39 PCK=(DD/TVD)*FSMALL*CMESS**2/(7.413E+10*DSD**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*DPF
      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

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ			
РАЗМЕР НКТ	2.991	ДЮЙМ	
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	0.880		РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ 100.000 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	1.016		ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ 120.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.760		БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ 15.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.660		ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ 60.00 ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ	0.400		ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ 50.00 ГРАД.С
ДЛИНА НКТ	1720.	М	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ 10.00 ГРАД.С
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1720.	М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР 60.830 НМ3/М3
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1950.	М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ 20.00 М3/СУТ.АТ

ГАЗ (НМ3/СУТ)	НЕФТЬ (М3/СУТ)	ЖИДКОСТЬ (М3/СУТ)	УД. РАСХОД ГАЗА (НМ3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
583.864	419.680	699.467	2.264	145.027
3908.483	435.988	725.313	5.404	143.834
6465.420	448.295	747.158	8.653	142.642
9258.387	462.602	771.004	12.008	141.450
12301.742	476.909	794.849	15.472	140.258
17456.658	491.217	818.695	21.322	139.065
24408.059	505.524	842.540	28.970	137.873
34692.586	519.831	866.386	40.043	136.681

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

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ			
РАЗМЕР НКТ	2.441	ДЮЙМ	
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	0.856		РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ 100.000 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	1.016		ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ 120.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.970		БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ 15.00 КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.660		ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ 70.00 ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ	0.000		ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ 65.00 ГРАД.С
ДЛИНА НКТ	2100.	М	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ 10.00 ГРАД.С
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	2100.	М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР 80.190 НМ3/М3
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	2250.	М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ 19.00 М3/СУТ.АТ

ГАЗ (НМ3/СУТ)	НЕФТЬ (М3/СУТ)	ЖИДКОСТЬ (М3/СУТ)	УД. РАСХОД ГАЗА (НМ3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
4766.246	15.897	39.742	119.928	116.026
5569.816	22.256	55.639	100.106	114.436
6721.037	28.615	71.536	93.952	112.846
8102.668	34.973	87.433	92.672	111.257
9705.641	41.332	103.330	93.931	109.667
11524.746	47.691	119.227	96.662	108.077
13556.563	54.050	135.124	100.327	106.488
15810.961	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	100.129
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 КОЛОННЫ ТРУБ

gost.e-ecolog.ru