

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА
ФОНТАННОГО И ГАЗЛЯПНОГО ПОДЪЕМНИКОВ

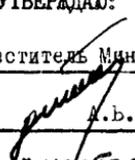
РД 39-1-290-79

Москва - 1980

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Министра


А. В. Валиханов

" 1 " ноября 1979 г.

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ФОНТАННОГО
И ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКОВ

РД 39- I-290-79

1980 год

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая методика предназначена для использования при текущей эксплуатации газлифтных скважин, а также при проектировании газлифтных комплексов. Блочное построение методики и введение адаптационных коэффициентов позволит применить её к условиям эксплуатации конкретного месторождения.

Методика разработана с использованием результатов исследований и методических разработок отраслевых институтов.

Составители:

ВНИИнефть	д.т.н., проф.	Максимов В.П.
	д.т.н., проф.	Максутов Р.А.
	к.т.н.	Чубанов О.В.
	к.т.н.	Влюгин В.Е.
	к.т.н.	Каплан А.Р.
		Задов Е.А.
	Ковалева В.Ф.	
	к.т.н.	Басович И.Б.
	к.т.н.	Сафаров Р.О.
АзНИИнефть	д.т.н., проф.	Ширвердяк А.М.
СибНИЛПИ	к.т.н.	Понов В.А.
		Шибатов В.А.
		Гречнев Н.П.
КазНИПИ	к.т.н.	Муллаев Б.Т.
		Ахмеджанов М.С.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
ТИПОВАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ФОНТАННОГО И ГАЗЛИФТНОГО
ПОДЪЕМНИКОВ
РД-39-1-290-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 611
от 12.12.79г.

Срок введения с 01.06.80г.

Срок действия до

1. ВВЕДЕНИЕ

Расчет движения газо-водо-нефтяных смесей (ГВНС) в вертикальных трубах используется при проектировании режимов всех известных способов эксплуатации нефтяных скважин.

Создание универсальной методики расчета потока ГВНС в лифтовых трубах эксплуатационных скважин невозможно из-за отсутствия полных представлений о всех процессах, происходящих при движении ГВНС в вертикальных трубах.

В настоящее время сложилось следующее положение. В различных нефтедобывающих районах страны применяются несколько разных способов расчета потоков в лифтовых трубах. Как правило, эти способы основаны на эмпирических зависимостях, полученных при местных экспериментальных и промысловых исследованиях движения ГВНС в скважинах. Структура расчетов в этих способах самая разнообразная, хотя многие из них содержат общие понятия и соотношения. Такое положение приводит к ряду отрицательных явлений, среди которых можно отметить следующее:

- существующие способы имеют узкую область применения, ограниченную районами, на которых были получены используемые в них эмпирические зависимости;

- отсутствует возможность перенесения способа расчета из одного района в другой, так как такое перенесение равносильно созданию аналогичного метода расчета, отсутствует возможность координации исследования процессов подъема ГВНС в вертикальных трубах, так как различные (не унифицированные) способы расчета требуют для своего уточнения и совершенствования определения различных по характеру параметров, входящих в эмпирические зависимости;
- затрудняется возможность использования существующих способов расчета потоков в скважине как подсистемы общей задачи проектирования способов добычи.

Создавшееся положение приводит к необходимости установления единой системы разработки методик расчета движения ГВНС в вертикальных трубах нефтяных скважин.

Главным содержанием настоящего РД состоит в разработке методики, позволяющей устранить указанные недостатки. Описываемая методика обладает структурой, которая позволяет:

- адаптировать ее к условиям эксплуатации скважин в конкретном районе;
- учитывать в ней новые сведения о движении ГВНС в вертикальных трубах;
- использовать ее в системе проектирования способов добычи.

Это достигается блочностью построения методики и введением коэффициента адаптации в формулу для определения трения потока о стенки труб.

Требование разработки дальнейших методик расчета движения ГВНС в скважинах по схеме настоящей методики не ограничивает применение в них экспериментальных и промысловых исследований

в конкретных районах, изобретение и использование новых эмпирических формул, а лишь систематизирует эти исследования и научные разработки.

С П И С О К

использованных обозначений

- l - расстояние от устья скважины до рассматриваемой точки потока;
- l_k - глубина установки рабочего клапана;
- L - длина скважины;
- d - гидравлический диаметр; потока;
- S - площади сечения потока;
- T - температура потока;
- P - давление в потоке;
- $P_{нас}$ - давление насыщения;
- P_0 - давление в нормальных условиях;
- T_0 - температура в нормальных условиях;
- P_y - давление на устье;
- T_y - температура на устье;
- P_z - давление на забое;
- T_z - температура на забое;
- Q_k - расход газа через рабочий клапан;
- $P_{кл}$ - давление в потоке на уровне рабочего клапана;
- ρ_H - плотность нефти;
- ρ_r - плотность газа;
- ρ_B - плотность воды;
- $\rho_{см}$ - плотность смеси;
- $\rho_{н0}$ - плотность нефти в нормальных условиях;
- ρ_{r0} - плотность газа в нормальных условиях;
- φ_H - насыщенность потока нефтью;
- ρ_r - насыщенность потока газом;

- φ_B - насыщенность потока водой;
 v_n - скорость нефти;
 v_r - скорость газа;
 v_B - скорость воды;
 m_n - массовый расход нефти;
 m_r - массовый расход газа;
 m_B - массовый расход воды;
 m_{rn} - масса газа, растворенного в единице массы нефти;
 q_n - приведенный расход нефти;
 q_r - приведенный расход газа;
 q_B - приведенный расход воды;
 $q_{ж}$ - приведенный расход жидкости (нефть + вода);
 Γ - газовый фактор нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 π - процент воды;
 μ_n - вязкость нефти;
 μ_r - вязкость газа;
 μ_B - вязкость воды;
 β_r - расходное газосодержание;
 β_n - расходное нефтесодержание;
 β_B - расходное водосодержание;
 λ - коэффициент сопротивления;
 $(\frac{\partial p}{\partial L})_{rp}$ - потери давления в потоке, вызванные его трением о стенки труб;
 ϵ_0 - коэффициент сдвига;
 θ - угол между вертикалью и осью скважины;
 g - ускорение свободного падения;
 $Q_{ж}$ - дебит жидкости;
 ρ_{B0} - плотность воды в нормальных условиях.

2. ОСНОВНЫЕ СООТНОШЕНИЯ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ДВИЖЕНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ПОДЪЕМНЫХ ТРУБАХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.

Основу расчета потока в подъемных трубах нефтяных скважин составляет дифференциальное уравнение.

$$\frac{dP}{dl} = \rho P_{cm} \cos \theta + \left(\frac{\partial P}{\partial l} \right)_{тр} \quad (I)$$

Дифференциальное уравнение (I) представляет собой запись теоремы о количестве движения нефти, воды и газа при следующих допущениях;

- поток: установившийся;
- силы инерции пренебрежимо малы.

Второе слагаемое правой части уравнения (I) представляет собой силу трения потока о стенки труб, отнесенную к единице его длины и к единице его площади.

Уравнение (I) - дифференциальное уравнение и, следовательно, для его решения необходимо задавать начальные условия. Эти начальные условия имеют в общем случае вид

$$\frac{P}{l=l_0} = P_0 \quad (2)$$

и формулируются при постановке конкретной задачи.

В математическом обеспечении любой современной ЭВМ имеются программы, осуществляющие решение дифференциальных уравнений вида (I) при начальных условиях типа (2). Для того, чтобы воспользоваться этими программами, необходимо располагать алгоритмом расчета правой части дифференциального уравнения (I) при заданных значениях давления \sim и расстояния l рассматриваемой точки потока от устья скважины l_0 (вдоль ее оси).

Алгоритм расчета правой части дифференциального уравнения.

Для расчета плотности потока $\rho_{см}$, входящей в первое слагаемое правой части дифференциального уравнения (I) используются уравнения сохранения массы

- воды

$$\rho_B \varphi_B S v_B = m_B ; \quad (3)$$

- нефти

$$\rho_H \varphi_H S v_H = m_H ; \quad (4)$$

- газа

$$\rho_G \varphi_G S v_G + m_{ГН} \rho_H \varphi_H S i_H = m_G . \quad (5)$$

Выражение массовых расходов нефти, воды и газа через дебит скважины, ее обводненность и газовый фактор имеет вид:

$$m_H = Q_{ж} \frac{100 - \eta}{100} \rho_{H0} ; \quad (6)$$

$$m_G = \left(Q_{ж} \frac{100 - \eta}{100} \Gamma + Q_{к} \right) \rho_{Г0} ; \quad (7)$$

$$m_B = Q_{ж} \frac{\eta}{100} \rho_{B0} . \quad (8)$$

Эти выражения (6) - (8) позволяют вычислить массовые расходы при заданных условиях эксплуатации скважины и определить таким образом правые части уравнений (3) - (5).

Распределение температуры в потоке принимается линейным

$$T = T_y + \frac{T_3 - T_y}{L} z^2 . \quad (9)$$

Фактические кривые распределения температуры оказывают-

ся достаточно гладкими. Их аппроксимация линейным законом допустима, т.к. от аппроксимирующих формул для температуры не требуется высокой точности. Это объясняется тем, что в расчетные формулы (в частности, в уравнения состояния нефти, газа и воды) входит абсолютная температура порядка 300 - 350° К, и ошибка в расчете температуры потока на 2-3° приводит к небольшим относительным погрешностям.

Для вычисления плотностей нефти, газа и воды используются их термические уравнения состояния, которые в общем виде записываются следующим образом:

$$F_n(P_n, \rho, T) = 0 \quad (10)$$

$$F_g(P_g, \rho, T) = 0 \quad (11)$$

$$F_w(P_w, \rho, T) = 0 \quad (12)$$

Эти уравнения позволяют при известных значениях температуры и давления вычислить плотности нефти, газа и воды.

Величина массы газа, растворенного в единице массы нефти ($m_{гн}$) выражается через объем газа (приведенного к нормальным условиям) V_0 , растворенного в единице объема нефти (также в нормальных условиях), следующим образом:

$$m_{гн} = \frac{\rho_{га}}{\rho_{н0}} V_0 \quad (13)$$

Величина для V_0 , для заданных значений давления P и температуры T определяется по кривой растворимости газа

$$V_0 = V_0(P, T) \quad (14)$$

общий вид которой представлен на рис. 1.

Из уравнений (3) - (5) получается

$$v_B \varphi_B = q_B \quad ; \quad (15)$$

$$v_H \varphi_H = q_H \quad (16)$$

$$v_r \varphi_r = q_r \quad (17)$$

где

$$q_B = \frac{m_B}{\rho_B \cdot S} ; \quad q_H = \frac{m_H}{\rho_H \cdot S} ; \quad q_r = \frac{m_r - m_{rH} \cdot m_H}{\rho_r \cdot S} \quad (18)$$

Используя связь между насыщенностями потока нефтью, газом и водой

$$\varphi_H + \varphi_r + \varphi_B = 1 \quad (19)$$

Из равенств (15) - (17), (19) получается

$$\varphi_H = 1 - \varphi_r - \varphi_B$$

$$v_B^* = \frac{q_B}{\varphi_B} ; \quad v_H^* = \frac{q_H}{\varphi_H} ; \quad v_r^* = \frac{q_r}{1 - \varphi_H - \varphi_B} \quad (20)$$

Связь между расходными и истинными насыщенностями имеет

вид

$$\beta_H = \frac{v_H^* \varphi_H}{v_H^* \varphi_H + v_r^* \varphi_r + v_B^* \varphi_B} \quad (21)$$

$$\beta_r = \frac{v_r^* \varphi_r}{v_H^* \varphi_H + v_r^* \varphi_r + v_B^* \varphi_B} \quad (22)$$

$$\beta_B = \frac{v_B^* \varphi_B}{v_H^* \varphi_H + v_r^* \varphi_r + v_B^* \varphi_B} \quad (23)$$

Эти соотношения (21) - (23) с использованием равенств (15) - (17) представляются в виде

$$\beta_H = \frac{q_H}{q_H + q_B + q_r} \quad (24)$$

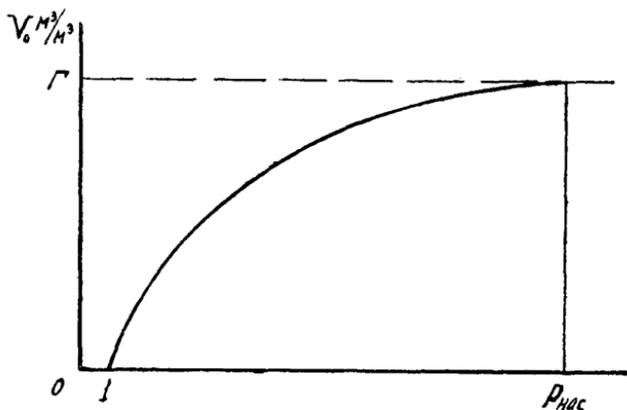


Рис. 1

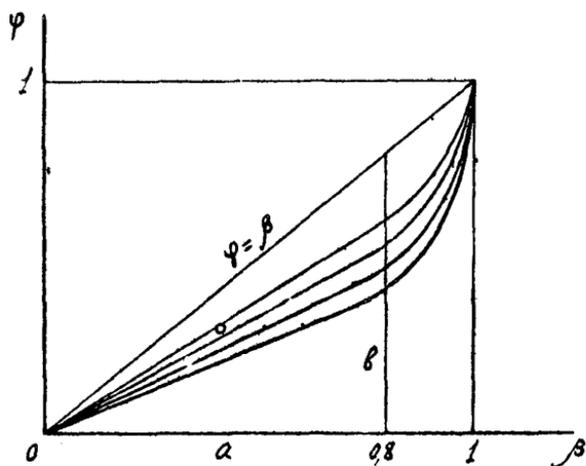


Рис. 2

$$\beta_r = \frac{q_r}{q_n + q_b + q_r} ; \quad (25)$$

$$\beta_b = \frac{q_b}{q_n + q_b + q_r} . \quad (26)$$

Процессы движения нефти, газа и воды относительно друг друга описываются уравнениями

$$f_r(\beta_r, \varphi_r) = 0 ; \quad (27)$$

$$f_b(\beta_b, \varphi_b) = 0 \quad (28)$$

связывающими истинные и расходные содержания газа и воды.

В уравнения (27), (28), помимо истинных и расходных насыщенностей в качестве параметров входят скорости фаз, их плотности, вязкость, размеры потока, угол его наклона и т.п.

Если известны зависимости скоростей газа и воды относительно нефти от названных параметров, то подстановка выражений скоростей газа (v_r) и воды (v_b) через скорость нефти (v_n) и относительные скорости (v_{rn} и v_{bn}).

$$v_r = v_n + v_{rn} ;$$

$$v_b = v_n + v_{bn}$$

в соотношении (22), (23) приводит к соотношениям типа (27), (28). Таким образом устанавливаются соотношения между истинными и расходными содержаниями газа или воды при известных их относительных скоростях.

Типичный вид зависимости между расходным и истинным содержаниями для газа изображен на рис. 2 [1]. Для условий эксплуатации скважины Самотлорского месторождения значения коор-

динат a и b , полученные в результате адаптации методики (см. п.6), оказались равными.

$$a = 0,8 ; b = 0,73$$

Если все входящие в уравнения (27), (28) параметры (u_n , v_r , v_b , φ_n , φ_r , φ_b , ρ_n , ρ_r , ρ_b ...) выразить с помощью равенств (20), (24) - (26) через насыщенности потока газом (φ_r) и водой (φ_b), то уравнения (27), (28) превратятся в систему двух уравнений с двумя неизвестными φ_r и φ_b .

В математическом обеспечении ЭВМ имеются программы решения таких систем уравнений.

В результате решения системы уравнений (27), (28) определяются значения φ_r и φ_b . Далее формулы (20) позволяют определить насыщенность потока нефтью (φ_n) и скорости фаз.

После этого плотность потока (ρ_{cm}) подсчитывается по формуле

$$\rho_{cm} = \rho_n \varphi_n + \rho_r \varphi_r + \rho_b \varphi_b \quad (29)$$

Таким образом, совокупность равенств и уравнений (6) - (1+), (18), (20), (24) - (26), (29) позволяют вычислить величину первого слагаемого правой части дифференциального уравнения (I) при заданных значениях ρ и ϱ .

Для вычисления величины второго слагаемого правой части дифференциального уравнения (I), т.е. градиента давления, вызванного трением потока о стенки труб, существует много эмпирических формул, среди которых наибольшее распространение получила формула Дарси-Вейсбаха

$$\left(\frac{\partial p}{\partial l} \right)_{тр} = \lambda \rho \frac{v^2}{2d} \quad (30)$$

в которой ρ и v - величины, имеющие размерность плотности и скорости (например, ρ_n и v_n); d - гидравлический диаметр потока (например, диаметр трубы); λ - коэффициент трения.

3. РАСЧЕТ ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКА

Задача о расчете газлифтного подъемника ставится следующим образом.

Заданы значения:

- забойное давление (P_3);
- пластовое давление ($P_{пл}$);
- коэффициент продуктивности (K);
- дебит скважины по жидкости ($Q_{ж}$);
- обводненность жидкости (n);
- газовый фактор (Γ);
- физические параметры нефти, газа и воды (плотность, вязкость, кривая растворимости газа и др);
- глубина скважины;
- давление в потоке на уровне рабочего клапана (P_k);
- устьевое давление (P_y);

.. Требуется определить глубину установки рабочего клапана (H_k) и расход газа через него (Q_k);

Решение задачи о расчете режима работы газлифтного подъемника осуществляется в 3 этапа.

- I Проверка возможности фонтанирования скважины;
- II Определение глубины рабочего клапана;
- III Определение расхода газа через рабочий клапан.

В практике эксплуатации газлифтных скважин возникает необходимость определения расхода компримированного газа при заданном положении рабочего клапана. В этом случае II этап в решении задачи опускается.

Во всех трех этапах в дифференциальном уравнении (I) дав-

ление P принимается за независимую переменную, а расстояние ℓ от устья скважины до рассматриваемой точки пласта за искомую функцию.

В первом этапе дифференциальное уравнение (I) интегрируется в промежутке от P_3 до P_y при начальном условии

$$P|_{\ell=L} = P_3 \quad (31)$$

и $Q_k=0$. Если при этом для $P=P_y$ указывается $\ell \leq 0$ то делается вывод: скважина может фонтанировать.

Во втором этапе дифференциальное уравнение (I), интегрируется в промежутке от P_3 до P_k . При начальном условии (31) и $Q_k=0$. Полученное значение ℓ при $P=P_k$ принимается за расстояние от устья скважины до места установки рабочего клапана.

В третьем этапе после определения глубины установки рабочего клапана расстояние от устья скважины до точки, в которой $P=P_y$ является функцией расхода газа через клапан Q_k , т.е.

$$\ell|_{P=P_y} = f(Q_k)$$

значение которой определяется интегрированием дифференциального уравнения (I) в промежутке от P_k до P_y при начальном условии

$$\ell|_{P=P_k} = \ell_k \quad (32)$$

и заданном значении Q_k так, что $f(Q_k)$ равно значению ℓ при $P=P_y$. То значение Q_k , при котором

$$f(Q_k) = 0 \quad (33)$$

принимается за искомую величину расхода газа через рабочий клапан.

Нахождение этого значения таким образом сводится к решению уравнения (33).

Схема расчета газлифтного подъемника представлена на рис.3.

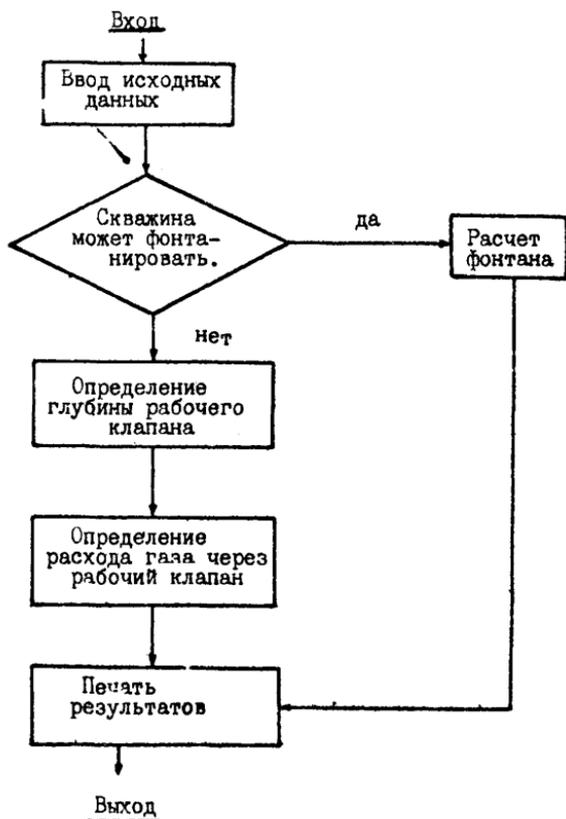


Рис. 3

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА РАСЧЕТА
ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКА

Алгоритм расчета газлифтного подъемника представляет собой систему, которая состоит из головной программы и нескольких подпрограмм.

Подпрограмма *FS* определяет величину площади сечения потока *S* при определенном значении ℓ .

Подпрограмма *FD* определяет величину характерного размера потока *D* при определенном значении ℓ .

Подпрограмма *FT* определяет по формуле (9) величину температуры потока *T* при определенном значении ℓ .

Подпрограмма *FROO* определяет по уравнению (10) плотность нефти ρ_n при определенных значениях ρ и *T*.

Подпрограмма *FROG* определяет по уравнению (11) плотность газа ρ_r при определенных значениях ρ и *T*.

Подпрограмма *FROB* определяет по уравнению (12) плотность воды ρ_b при определенных значениях ρ и *T*.

Подпрограмма *FMGO* определяет по формулам (13), (14) массу выделившегося газа из единицы массы нефти $m_{гн}$ при определенных значениях ρ и *T*.

Подпрограмма *QOGW* определяет по формулам (18) величины q_n, q_r, q_b при определенных значениях $m_n, m_r, m_b, m_{гн}, \rho_n, \rho_r, \rho_b$. Величина *S* в этой подпрограмме определяется путем обращения к подпрограмме *FS*.

Подпрограмма *FROM* при определенных значениях ρ и ℓ определяет:

- температуру потока *T* (путем обращения к подпрограмме *FT*);

- плотности нефти ρ_n , газа ρ_r , воды ρ_s , (путем обращения в подпрограммам *FROO*, *FROG*, *FROW*);
- массу выделившегося газа $W_{гн}$ (путем обращения к подпрограмме *FMGO*);
- приведенные расходы нефти q_n , газа q_r и воды q_s (путем обращения к подпрограмме *QOGW*);
- расходные содержания газа β_r и воды β_s (по формулам (25), (26).

После этого в подпрограмме решается система уравнений (27), (28)*/ и определяются φ_n и φ_s . Затем по формулам (20) определяются скорости нефти v_n , газа v_r и воды v_s , насыщенность нефтью φ_n и, наконец, по формуле (29) определяется плотность движущейся в потоке смеси $\rho_{см}$.

Подпрограмма *DPDLTP* определяет градиент давления $(\frac{\partial P}{\partial l})_{тр}$ вызванный трением потока о стенки труб. При этом необходимый гидравлический диаметр потока D вычисляется путем обращения к подпрограмме *FD*.

Подпрограмма - функция *COSTE.W* определяет величину косинуса угла наклона потока ($\cos \theta$) в его рассматриваемой точке при заданном значении ее расстояния X от устья скважины.

Подпрограмма *F ФОНТ* (ρ, l, F) определяет величину F , обратную правой части дифференциального уравнения (I) при заданных значениях ρ и l . При этом величины ρ , $\cos \theta$, $(\frac{\partial P}{\partial l})_{тр}$ определяются путем обращения к соответствующим подпрограммам.

FROM, COSTET и DPDLTP.

*/ В случае равенства скоростей нефти и воды система уравнений (27), (28) сводится к одному первому уравнению.

Подпрограмма - функция $FGKL(Q_k)$ при заданном значении расхода газа Q_k через рабочий клапан осуществляет:

- вычисление массового расхода газа m_r по формуле (7),
- интегрирование дифференциального уравнения (I) в промежутке от P_x до P_y при начальном условии $\rho = \rho_x$.

$$\rho / \rho_x = \rho_k ;$$

- определение расстояния от устья скважины, точки, в которой $P = P_y$.

Помимо перечисленных подпрограмм, в программе используются подпрограммы общего назначения.

Подпрограмма-функция $FTABL1(X, Y, N)$ определяет для аргумента X значение функции, заданной таблично (Y - массив значений аргумента и функции размерности N).

Подпрограмма $KERN1(X, A, B, E, K)$ осуществляет нахождение корня X уравнения

$$f(x) = 0$$

в промежутке от A до B с точностью E (F - имя подпрограммы-функции, вычисляющей левую часть уравнения:

$K = 1$ в случае, если корень найден в промежутке (A, B)

Подпрограмма $INTSTR(N, DP, P, \rho, F)$ - это подпрограмма из библиотеки стандартных подпрограмм ЭВМ БЭСМ-6. Она осуществляет интегрирование N дифференциальных уравнений типа (I).

Перед обращением к этой подпрограмме задаются значения аргумента P и искомой функции ρ . В подпрограмме P заменяется на $P+DP$, а ρ на соответствующее "новое" значение искомой функции (F - имя подпрограммы, осуществляющей вычисление правой

части дифференциального уравнения).

Головная программа ГАЗЛИФ осуществляет расчет газлифтного подъемника по схеме, изображенной на рис. 3.

4.1. Описание конкретной системы подпрограммы и программы, реализующей расчет газлифтного подъемника на ЭВМ.

Ниже (см. Приложение I) приводится конкретная система перечисленных подпрограмм и программа ГАЗЛИФ, с помощью которой осуществляется расчет газлифтного подъемника.

В этой системе подпрограммы передача значений переменных из одной подпрограммы в другую осуществляется путем помещения их в общие блоки. Таких общих блоков в системе имеется семь.

Непомеченный общий блок содержит следующие переменные:

L - расстояние от устья скважины до рассматриваемой точки потока (L);

H - длина скважины (L);

D - гидравлический диаметр потока (d);

S - площадь сечения потока (S);

T - температура потока (T);

P - давление в потоке (P);

P_0 - давление в нормальных условиях (P_0);

T_0 - температура в нормальных условиях (T_0);

P_y - давление на устье (P_y);

T_y - температура на устье (T_y);

P_z - давление на забое (P_z);

T_z - температура на забое (T_z);

Q_k - расход газа через рабочий клапан (Q_k);

P_{kl} - давление в потоке около рабочего клапана (P_k);

- R_{00} - плотность нефти (ρ_n);
 R_{0G} - плотность газа (ρ_r);
 R_{0W} - плотность воды (ρ_B);
 R_{0M} - плотность смеси (ρ_{cm});
 R_{000} - плотность нефти в нормальных условиях (ρ_{n0});
 R_{0G0} - плотность газа в нормальных условиях (ρ_{r0});
 R_{0W0} - плотность воды в нормальных условиях (ρ_{B0});
 F_0 - насыщенность потока нефтью (φ_n);
 F_G - насыщенность потока газом (φ_r);
 F_W - насыщенность потока водой (φ_B);
 V_0 - скорость нефти (v_n);
 V_G - скорость газа (v_r);
 V_W - скорость воды (v_B);
 OM - массовый расход нефти (m_n);
 GM - массовый расход газа (m_r);
 WM - массовый расход воды (m_B);
 GOM - масса газа, растворенного в единице массы нефти (m_{rn});
 Q_0 - приведенный расход нефти (q_n);
 Q_G - приведенный расход газа (q_r);
 Q_W - приведенный расход воды (q_B);
 $Q_{Ж}$ - приведенный расход жидкости (нефть + вода) ($q_{Ж}$);
 Γ - газовый фактор (γ);
 N - процент воды (n);
 QMV - вязкость нефти (μ_n);
 GMV - вязкость газа (μ_r);
 WMV - вязкость воды (μ_B);
 $BETA$ - расходное газосодержание (β_r);

(тр. 24 РД 39-I-290-79

$$DPTP - \left(\frac{\partial P}{\partial L} \right)_{TP} ;$$

ТАУО - τ_0 .

ЛЯМБДА - коэффициент трения (λ).

Общий блок *BMG σ* содержит переменные, характеризующие кривую растворимости газа в нефти.

PALFA(u) - массив значений давления в точках кривой разгазирования нефти;

ALFA(u) - массив значений объемов газа, растворенного в единице объема нефти, в точках кривой разгазирования,

NALFA - число точек на кривой разгазирования.

Общий блок *KALBET* содержит координаты промежуточной точки на кривой (см рис.2), изображающей зависимость φ_r от ρ_r .

° А - абсцисса точки;

В - ордината точки.

Общий блок *BLOCO1* содержит переменные, характеризующие свойства нефти, газа и воды в забойных условиях

ROO1 - плотность нефти в забойных условиях (ρ_{H3});

ROG1 - плотность газа в забойных условиях (ρ_{r3});

ROW1 - плотность воды в забойных условиях ($\rho_{\theta3}$);

Общий блок *S* содержит данные о площади сечения потока на различных расстояниях от устья скважины.

SL(I0) - массив значений расстояний от устья скважины до рассматриваемой точки потока;

SS(I0) - площадь сечения потока на этих расстояниях;

NS - число значений *SL*

Общий блок *D* содержит данные о характерном размере потока на различных расстояниях от устья скважины

DL (I0) - аналогично

SL (I0);

DD (IO) - аналогично *SS* (IO);
NS - аналогично *NS*

Общий блок ТЕТА содержит данные об угле наклона потока на различных расстояниях от устья скважины

ТЕТАL (IO) - аналогично *SL* (IO);
 ТЕТАТ (IO) - аналогично *SS* (IO);
 МТЕТА - аналогично *NS*

4.2. ПРОГРАММА ГАЗЛИФ

Эта программа осуществляет следующие действия.

1. Ввод исходных данных, их распечатка и перевод в систему *CGS*, в которой осуществляются все промежуточные вычисления.

Перечень исходных данных и их размерность указаны в распечатке, осуществленной программой ГАЗЛИФ (см. Приложение 2).

2. Вычисление массовых расходов по формулам (6), - (8) при $Q_A \neq 0$.

3. Определение глубины рабочего клапана и проверка возможности фонтанирования.

4. Определение границ интервала, содержащего корень уравнения (33). Значение левой части уравнения (33) является значением подпрограммы функции *FГКЛ*.

5. Решение уравнения (33) и определение, таким образом, расхода газа через рабочий клапан.

6. Печать результатов расчета. При печати результатов расчета приведен в распечатке, осуществленной программой ГАЗЛИФ (см. Приложение 2).

Программа ГАЗЛИФ содержит все общие блоки переменных.

Блок-схема программы приведена на рис. 4.

Подпрограмма *FS* с помощью подпрограммы *FTABL1* осуществляет определение площади сечения потока *S* при определенном значении ℓ из таблиц, размещенных в общем блоке *S* при вводе исходных данных в основной программе ГАЗЛИФ. Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *S*.

Подпрограмма *FD* с помощью подпрограммы *FTABL1* осуществляет определение диаметра трубы *d* при определенном значении ℓ из таблиц, размещенных в общем блоке *D* при вводе исходных данных в основной программе ГАЗЛИФ. Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *D*.

Подпрограмма - функция *COSTET(ℓ)* сначала с помощью подпрограммы *FTABL1* осуществляет определение угла наклона потока θ при определенном значении ℓ из таблиц, размещенных в общем блоке ТЕТА при вводе исходных данных в основной программе ГАЗЛИФ, а затем переменной с именем подпрограммы - функции присваивает значение косинуса угла θ . Подпрограмма содержит общий блок ТЕТА.

Подпрограмма *FT* определяет по формуле (9) величину абсолютной температуры *T* потока при определенном значении ℓ . Значения T_3 , T_4 и L , используемые в подпрограмме, вводятся основной программой ГАЗЛИФ в составе исходных данных. Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FKO* определяет плотность нефти ρ_n при определенных значениях ρ и T по уравнению состояния (10), в качестве которого используется уравнение

$$\rho_n = \rho_{n0} + (\rho - \rho_0) \frac{\rho_{n2} - \rho_{n0}}{\rho_2 - \rho_0}$$

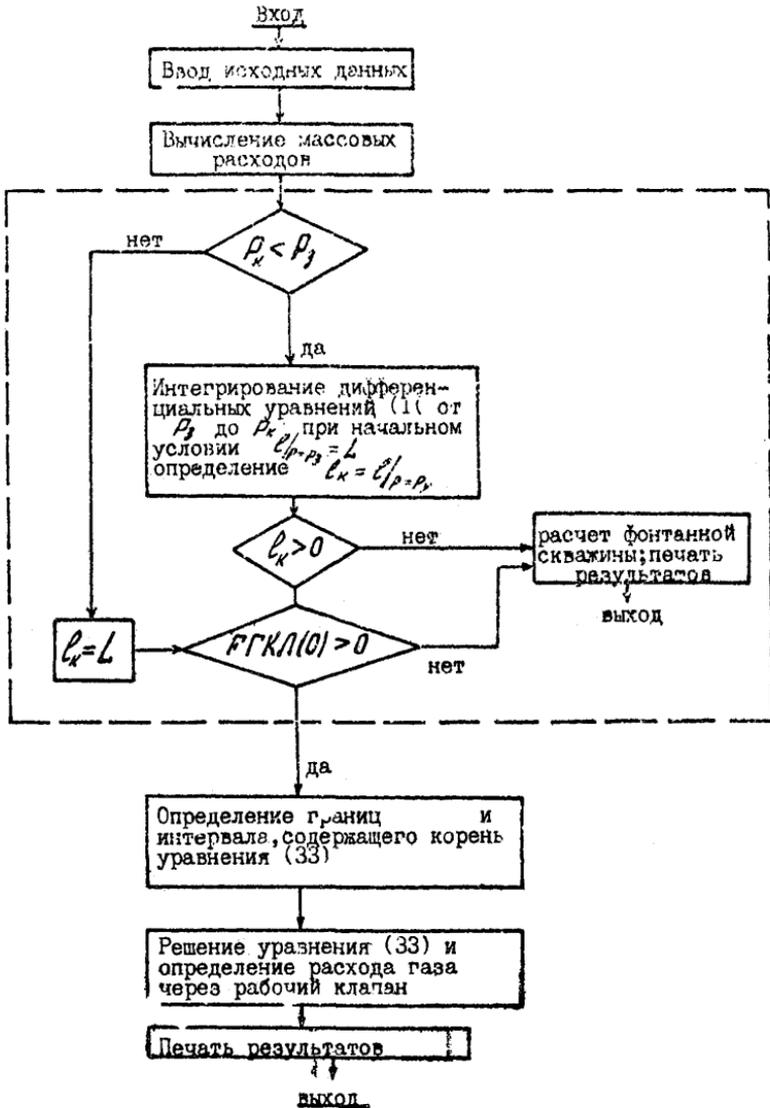


Рис. 4.

Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *BL0001*

Подпрограмма *FR06* определяет плотность газа ρ_r при определенных значениях P и T по уравнению состояния (11), в качестве которого используется уравнение

$$\rho_r = \rho_{r0} \frac{PT_0}{P_0 T}$$

Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FR0W* определяет плотность воды ρ_B при определенных значениях P и T по уравнению состояния (12), в качестве которого используется уравнение.

$$\rho_B = \rho_{B0}$$

Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FMG0* сначала с помощью подпрограммы *FTABL1* осуществляет определение V_0 при определенном значении P из таблиц, составленных по кривой разгазирования и разжелезанных в общем блоке *BMG0* при вводе исходных данных в основной программе ГАЗЛИФ, а затем вычисляет значение $\rho_{гв}$ по формуле (13). Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *BMG0*.

Подпрограмма *QGGW* выполняет действия, указанные при ее описании в алгоритме расчета газлифтного подъемника. Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FROM* выполняет действия, указанные при ее описании в алгоритме расчета газлифтного подъемника. В качестве системы уравнений (27), (28) принимаются следующие два уравнения:

$$\rho_r = \begin{cases} \frac{\rho}{a} \beta_r & \text{при } 0 \leq \beta \leq a \\ C_3 + \beta_r (C_2 + \beta C_1) & \text{при } a \leq \beta \leq 1 \end{cases}$$

в первом из которых

$$C_1 = \frac{(c \theta)}{a_1(a-1)^2}; \quad C_2 = \frac{\theta}{a} - 2aC_1; \quad C_3 = 1 - C_1 - C_2$$

а вел чины a и θ вводятся в составе исходных данных основной программой ЛАЗМФ и представляют координаты точки на кривой зависимости φ_r от β_r (см. рис.2). Подпрограмма содержит общий немеченный блок и общий блок КАЗБЕТ.

Подпрограмма *DDDLTP* вычисляет градиент давления $(\frac{\partial P}{\partial L})_{TP}$ вызванный трением потока о стенки труб по следующим формулам

$$Re = \begin{cases} \frac{v \rho_m \varphi_m + v_r \rho_r \varphi_r + v_0 \rho_0 \varphi_0}{\mu_m} & \text{при } \xi_0 = 0 \\ \frac{v_m \rho_m \varphi_m + v_r \rho_r \varphi_r + v_0 \rho_0 \varphi_0}{1 + i \frac{d}{6 \nu_m \mu_m}} & \text{при } \xi_0 > 0 \end{cases}$$

При $\xi_0 = 0$

$$\lambda = \begin{cases} \frac{0,6}{Re^{0,315}} & \text{при } \beta \leq 0,6 \\ \frac{1,13 - 1,2 \varphi_r}{Re^{0,315}} & \text{при } \beta > 0,6 \end{cases}$$

При $\xi_0 > 0$

$$\lambda = \begin{cases} \frac{1,1 - 1,3 \varphi_r}{Re^{0,8}} & \text{при } \varphi_r \leq 0,845 \\ \frac{0,015}{Re^{0,8}} & \text{при } \varphi_r > 0,845 \end{cases}$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial L}\right)_{TP} = A_{dk} \lambda \rho_{cm} \frac{(v_r \varphi_r + v_m \varphi_m + v_0 \varphi_0)^2}{2d}$$

Подпрограмма содержит общий немеченный блок.

Остальные подпрограммы выполняют действия, указанные при их описании в алгоритме расчета газлифтного подъемника.

Все подпрограммы и основная программа, записанные на языке программирования ФОРТРАН для реализации их на ЭВМ БЭСМ-6 в системе "Дубна", приведены в Приложении I.

5. ВОЗМОЖНОСТИ АДАПТАЦИИ ПРОГРАММЫ ГАЗЭМФ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОМЫСЛОВЫМИ ДАННЫМИ

Движение многофазных потоков в нефтяных скважинах представляет сложный процесс. Его полное физико-математическое описание отсутствует. Поэтому всякая методика расчета многофазных потоков неизбежно содержит те или иные допущения, упрощения и идеализации. Некоторые процессы в движущихся потоках рассчитываются на основании результатов экспериментальных и промышленных исследований.

Параметры таких процессов могут служить:

- движение газа относительно жидкости,
- вытеснение газа из жидкости;
- трение движущегося потока о стенки труб и т.п.

При таком описании процессов, протекающих в движущихся многофазных потоках, используется, обычно, следующая методология.

Проводится эксперимент в условиях, как правило, далеких от реальных (на воде и в воздухе в коротких лифтах без существенных перепадов давления и температуры). Получаются таблицы и графики, описывающие исследуемый процесс. Эти таблицы и графики содержат только экспериментальные ошибки. Далее выдвигаются эмпирические формулы, содержащие нередко показательные и логарифмические функции, использование которых при ручном и машинном счете сложнее, чем применение простой выборки из таб-

лиц с интерполяцией. Аппроксимирующие формулы увеличивают ошибку и уничтожают наглядность графического описания процесса, сужая одновременно область применения результатов исследования. В результате на погрешность, вызванные отличием условий проведения исследования от условий эксплуатации, при которых будет в дальнейшем использоваться методика, накладываются экспериментальные и аппроксимационные погрешности.

Описываемая здесь методика позволяет упростить методологию и пользования результатов экспериментальных и промышленных исследований.

Расчитанное распределение давления в потоке зависит от множества его параметров (дебита жидкости, количества и глубины закачиваемого газа, устьевого и забойного давлений, кривой растворимости газа, кривой зависимости между истинным и расходным газосодержанием и др.) Среди этих параметров есть такие, которые с удовлетворительной точностью могут быть измерены на практике (дебит жидкости, количество и глубина закачиваемого газа, устьевое давление и некоторые другие), а есть такие, которые практически непосредственно измерить невозможно (растворимость газа в жидкости, скорость газа относительно жидкости, силу сопротивления вызванную трением потока о стенки трубы и некоторые другие). Таким образом, можно записать

$$P = P_p(l, a, b),$$

где l - глубина, a, b - неточно определяемые параметры потока.

Метод определения параметров a, b по результатам экспериментальных и промышленных измерений заключается в следующем.

Составляется функционал

$$\varphi(a, v) = \sum_{i=1}^n |P_0(l_i; a, v) - P_q(l_i)| \delta_i$$

в котором l_i - значения глубины, взятые с некоторым шагом ($l_0 = 0, l_n = l_{max}$), $P_q(l_i)$ - измеренное значение давления в потоке на глубине l_i ($i = 1, 2, \dots, n$), δ_i - на вес висовой функции.

Находятся такие значения a, v_0, \dots параметров a, \dots , при которых функционал $\varphi(a, v, \dots)$ имеет минимальное значение. Для отыскания минимального значения функции нескольких переменных имеются стандартные программы в библиотеке подпрограмм любой современной ЭВМ.

Определенные таким образом значения a, v_0, \dots параметров принимаются априорными (экспериментальными пределами)

Приложение 1

```

SUBROUTINE SNAVRK
  1
  2 C
  3 C
  4 C
  5 C
  6 C
  7 C
  8 C
  9 C
 10 C
 11 C
 12 C
 13 C
 14 C
 15 C
 16 C
 17 C
 18 C
 19 C
 20 C
 21 C
 22 C
 23 C
 24 C
 25 C
 26 C
 27 C
 28 C
  ПОДПРОГРАММА SNAVRK ОБЩЕСТВЛЯЕТ РАСЧЕТ Г
  АЗВНУТА С
  ПОМОЩЬЮ СИСТЕМЫ ПОДПРОГРАММ ПОТОК
  INTEGER NAMEM(3), KERN
  DIMENSION V(20), EXPL(20), EXPD(20)
  EXTERNAL F0VP, F0VI, PL
  COMMON
  1/FLON/AL, P, T, P00, R00, ROW, R0N, OMU, CMU, WMU, C
  MU, F0, F0, FW, F0W, BC, BO,
  2/BI, R0M, V0, V0, V0, O0, R0, W0, O0M, Z0, C0, CG, AW,
  R0W, V00, V0G, V0W, V0ON,
  3/АННА, PG0, S, D, FRUD, RE, AL, Ч80A, CP, P, TETA
  1/LOC00/T0, P0, R000, R000, ROW0, CMU0, CMU0, WMI
  0, F0, F0, F0, F0, F0, F0, F0, F0,
  2X0(20), Y0(20), Z0(20), R00, R00, AW, CMU, R0CM
  0, CMU, CMU, WMI, R00,
  3/АННА0, NG00, PG00(5), V000(5), QPK0, TAV0
  1/LOC01/Y1, P1, R001, R001, R0W1, R0M1, CMU1, CMU
  1, WMI1, CMU1, F01, F01, F01,
  2F0W1, X1(20), Y1(20), Z1(20), Q01, R01, R01, R0W1
  , R0M1, CM1, CM1, WMI1, R0M1,
  3/АННА1, PG01, QPK1, PL
  1/LOC02/T2, P2, R002, R002, ROW2, R0M2, CMU2, CMU
  2, WMI2, CMU2, F02, F02, F02,
  2F0W2, X2(20), Y2(20), Z2(20), Q02, R02, R02, R0W2
  , R0M2, CM2, CM2, WMI2, R0M2,
  3/АННА2, PG02, QPK2
  1/CKPA/CKM1, NS, SL(10), SS(10), NI, DL(10), FC(1
  0), M, TETA, TETAL(10)
  2TETAT(10), TP(10), TL(10)
  1/GASL/F/LG, PG, ALK, QK, QKV, QKNAX, QK, PCK, QPK
  PG2, TP0(21), TL0(21), NS0,
  2SL0(10), SS0(10), N00, DL0(10), D00(10), S0, QP
  D, TP0
  1/КОРРЕК/А, В
  СООБ ИСХ ДАНХ ДАННХ.
  READ(50,100)NSKA, (NAMEM(I), I=1,3)

```

```

300 30      PITE(31,103) (NAME(1),I=1,3),PCK
310 30      PPAR(30,103) (GAMMA,NU,SL,GAMMA1,PR,P1,PR1,
          ,P2,PKAX,T,SI,
          ,P3)
300 31      100,70,0000,R300,R300,ROO1,OMUO,OMUO,MMUO,T
          AV0
300 30      PITE(31,103) (NU,PR,PKAX,PR1,GAMMA
          ,P2,PR1,PR1,T,SI,PR)
300 37      100,0000,ROO0,R300,ROO1,OMUO,MMUO,MMUO,TAV0
300 34      PPAR(30,104) (ROO0,ROO0(1),VG 0(1),I=1,ROO0
          )
300 35      PITE(31,105) (ROO0(1),I=1,ROO0)
300 36      PITE(31,106) (ROO0(1),I=1,ROO0)
300 37      PITE(31,107)
300 38      PPAR(30,104) (SL(1),SC(1),I=1,NS)
300 39      PITE(31,107) (SL(1),I=1,NS)
300 40      PITE(31,108) (SC(1),I=1,NS)
300 41      PPAR(30,104) (DL(1),SC(1),I=1,NS)
300 42      PITE(31,107) (DL(1),I=1,NS)
300 43      PITE(31,109) (DL(1),I=1,NS)
300 44      PPAR(30,104) (TETA,TETA(1),STAT(1),I=1,N
          TETA)
300 45      PITE(31,107) (TETA(1),I=1,NTETA)
300 46      PITE(31,110) (TETA(1),I=1,NTETA)
300 47      PPAR(30,111) A,0
300 48      PITE(31,112) A,0
300 49 C
300 50 C      ПЕРИОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ В СИСТЕМУ ЕДИНИЦ
          ССС
300 51      GOM0=QOM0/0.084
300 52      W0=WM0/100.
300 53      CKL=CKA1*100.
300 54      PR0=9 1000.
300 55      P1=1*98100.
300 56      PR1=PR1*981 00.
300 57      PR2=PR2*98100.
300 58      T0=2+273.2
300 59      T1=2+273.2
300 60      PR00=981000.
300 61      T0=2+273.2
300 62      ROO0=ROO0*0.001207
300 63      OM0=OM0/100.
300 64      OMU0=OMU0/100.
300 65      MMU0=MMU0/100.
300 66      RO1=1,ROO0
300 67      ROO0(1)=ROO0(1)+981000.
300 68      RO1=1,NS
300 69      SL(1)=SL(1)*100.
300 70      SC(1)=1,NS
300 71      DL(1)=DL(1)*100.
300 72      RO(1)=RO(1)*10.
300 73      T041=1,NTETA
300 74      TETA(1)=TETA(1)*100.
300 75      TETA(1)=TETA(1)*3.1416/100.
300 76      GAMMA1
300 77 C
300 78 C      ЧИСЛОВЫЕ И СВОЙСТВА РАССЛОЯ НЕФТИ, ГАЗА,
          ВОДЫ

```

```

000 79 ON=ROHO*(1.-WNO)*R070
000 80 GN=ROHO*(1.-WNO)*RANNA1*ROGO
000 81 IN=ROHO*WNO*RO70
000 82
000 83
000 84
000 85
000 86
000 87
000 88
000 89
000 90
000 91
000 92
000 93
000 94
000 95
000 96
000 97
000 98
000 99
000 100
000 101
000 102
000 103
000 104
000 105
000 106

```

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ФОНТАНРОБЛАНЕНИЯ

```

WRITE(51,113)
TR(1,1)=P1
TL(1,1)=CKBL
X=P1
Y(1)=CKBL
DY=(P2-P1)/100.
DOPI=2*101
CALL INTSTP(1,DX,X,Y,PDYL)
J=102-1
TR(J)=X
5 TL(J)=Y(1)
IF(Y(1)16,6,8)
6 WRITE(51,114)
WRITE(51,116)
MSTKA=1
X=CKBL
Y(1)=P1
DY=CKBL/50.
DOPI=1*90
CALL INTSTP(1,DY,Y,U,PDYU)
PDL=Y/100.
PRDY=U(1)/981000.
GOTO9A

```

```

000 107
000 108
000 109
000 110
000 111
000 112
000 113
000 114
000 115
000 116
000 117
000 118
000 119
000 120
000 121
000 122
000 123
000 124
000 125
000 126
000 127
000 128
000 129
000 130

```

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАВНОБИЯ РАБОЧЕГО КЛАПАНА И РА-
СХОДА ГАЗА

```

8 WRITE(51,115)
WRITE(51,116)
X=0.
VX=0(1)
DKK=CKMAX*ROHO/20.
DOPI=1*20
VX=0(1)
IF(VX-VX0)50,30,31
9 VX=0(1)
IF(VX-110,12,0)
0 CONTINUE
31 WRITE(51,119)DKKMAX
DOPI=2
10 DKA=V-DK
DKA=V
DOPI=ROHO
CALL KORN(X,DKA,DKB,P1,DPK,KKCRN)
TR(KKCRN-1)11,12:11
11 WRITE(51,101)

```


ВВР	177	9. КИФ.МАКВБ.17/10Х, ДАВЛЕНИЕ НА ЧУСТЬЕ...
ВВР	178	4. ДАВЛЕНИЕ НА ЗАБОР. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	179	7. Д.1. КИ/КВ.СМ/10Х, ДАВЛЕНИЕ НА ЧУСТЬЕ...
ВВР	180	8. ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОР. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	181	9. Д.3. КИ/КВ.СМ/10Х, ИОННАЯ ТЕМПЕРАТУРА...
ВВР	182	10. ПЛОТНОСТЬ В НОРМ. УСЛОВИЯХ. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	183	11. ПЛОТНОСТЬ В ПРАСУЛКЕ. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	184	12. ПЛОТНОСТЬ В ПРАСУЛКЕ. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	185	13. ПЛОТНОСТЬ В НОРМ. УСЛОВИЯХ. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	186	14. ПЛОТНОСТЬ В ПРАСУЛКЕ. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	187	15. ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ. КИ/КВ.СМ/10Х.
ВВР	188	104 ФОРМАТ (12Х, 10Г, 11).
ВВР	189	105 ФОРМАТ (22Х, ДАВЛЕНИЕ С КИЛЛОВ В СТВОРИМОСТИ...
ВВР	190	106 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	191	107 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	192	108 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	193	109 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	194	110 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	195	111 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	196	112 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	197	113 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	198	114 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	199	115 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	200	116 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	201	117 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	202	118 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	203	119 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	204	120 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	205	121 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	206	122 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	207	123 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...
ВВР	208	124 ФОРМАТ (10Х, КОЭФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ...


```

CALL FROM
CALL ADULT
CALL TREV
F(1)FROM OS(TETA),PQ,DPDP
RETURN
END
SUBROUTINE F K
COMMON
1/CSLIP/LQ,PO,ALK,PK,QKM,QMAX,PK,PGK,DPK,
PQ2,PG(21),LC(21),MSC,
2SLC(10),SS(10),NOC,LC(10),DC(10),SG,DC,
DPDP
PK=DC2-10.
RETURN
END
SUBROUTINE FL(2)
EX-FMFL CALL
DIMENSION W(2)
COMMON
1/FLQ/L,P,T,COO,POG,POH,POH,OMU,OMU,WHU,C
NU,CO,PO,PH,POW,BO,BS,
2OH,BOV,VO,VO,VM,OM,OM,OM,OGM,OGM,OO,OO,OV,
QW,VOG,VOG,VM,VM,VOV,
3GAMA,COO,COO,FRID,FR,AL,ADA,DPDP,TETA
1/BLCOO/T0,PO,COO,POGB,POHO,OMUO,OMUO,WHU
O,COO,COO,FWO,POWO,WHO,
2X0(20),V0(20),Z0(20),QOQ,QGO,QHO,QWO,QGH
O,OM2,OM2,VM2,SGM2,
3GAMA2,N000,Z000(5),W000(5),CPK0,TAVO
1/BLCOO 2,2,P2,COO2,RO2,ROH2,ROM2,OMU2,GMU
2,WHU2,OMU2,PO2,FO2,FW2,
2F V2,X2(20),V2(20),Z2(20),Q2,Q2,QW2,QW2
,OGM2,OM2,GM2,WH2,OM2,
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```



```

DPK 8 DPK=7,001000.
DPK 9 RETURN
DPK 10 END
DPK 11 SUBROUTINE F0V0(X,V,P)
FDV0 1 COMMON
FDV0 2 1/FL0W/AL,P,T,R00,RO0,ROW,R0M,OMU,OMU,WMI,C
FDV0 3 MU,PO,FG,FW,ROW,RO,RO,
FDV0 4 2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
GOH,VGO,VGO,VWH,VGOH,
F0V0 5 30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTR,TETA
F0V0 6 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,ROK,DPK,
PC,TPC(21),LC(21),NSI,
F0V0 7 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),SG,OG,
DPTR
F0V0 8 DIMENSION V(20),F(20)
F0V0 9 A(4)
F0V0 10 D=1
F0V0 11 CALL F000
F0V0 12 CALL D0DLTG
F0V0 13 CALL FTET
F0V0 14 F(1)=RO0*AS(TETA1,OB ,DPTR)
F0V0 15 RETURN
F0V0 16 END
DPT00 1 SUBROUTINE D0DLTG
DPT00 2 COMMON
DPT00 3 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,ROK,DPK,
DPT00 4 RO0,PC(21),LC(21),NSI,
DPT00 5 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),SG,OG,
DPT00 6 DPTR=0.
DPT00 7 RETURN
DPT00 8 END
FTETA 1 SUBROUTINE FTETA
FTETA 2 COMMON
FTETA 3 1/FL0W/AL,P,T,R00,RO0,ROW,R0M,OMU,OMU,WMI,C
FTETA 4 MU,PO,FG,FW,ROW,RO,RO,
FTETA 5 2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
FTETA 6 GOH,VGO,VGO,VWH,VGOH,
FTETA 7 30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTR,TETA
FTETA 8 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,ROK,DPK,
FTETA 9 PC,TPC(21),LC(21),NSI,
FTETA 10 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),SG,OG,
FTETA 11 DPTR
FTETA 12 DIMENSION V(20),F(20)
FS 1 A(4)
FS 2 D=1
FS 3 CALL F000
FS 4 CALL D0DLTG
FS 5 CALL FTET
FS 6 F(1)=RO0*AS(TETA1,OB ,DPTR)
FS 7 RETURN
FS 8 END
FS 9 SUBROUTINE FS
FS 10 COMMON
FS 11 1/FL0W/AL,P,T,R00,RO0,ROW,R0M,OMU,OMU,WMI,C
FS 12 MU,PO,FG,FW,ROW,RO,RO,
FS 13 2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
FS 14 GOH,VGO,VGO,VWH,VGOH,
FS 15 30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTR,TETA

```



```

FRAG 4 2RU,BOU,VO,VG,VU,OH,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      QCW,VRO,VGG,VGW,VH,OH,
FRAG 5 3GAMMA,PGO,S,O,FRU,RE,ALHADA,OPT,ETA
FRAG 6 1/FLOCCO/TG,PO,ROO,ROO,ROO,OHU,OHU,OHU
      O,FOO,FGO,FHO,FOW,WHU,
FRAG 7 2XO(20),VO(20),ZO(20),GO,GO,GO,GO,GO,GO,GO
      O,OHU,OHU,OHU,OHU,
FRAG 8 3GAMMA,NGOO,POO(S),VGOO(S),RPO,TAVO
FRAG 9 A=200,ROGOO,0.01207+18A,
      END
FRAG 10 R=7/2/273,15
FRAG 11 C=0.0674-17.4A
FRAG 12 C=0.0277/001000
FRAG 13 C=014,OB
FRAG 14 T=0.0000E+0.15
FRAG 15 C=0.000000+273,15/001000,777
FRAG 16 RETURN
FRAG 17 END
FRAG 18 SU ROUTINE FROM
FRAG 19 COMMON
FRAG 20 1/FLOW,AL,PT,ROO,ROO,ROO,ROO,OHU,OHU,OHU
      OHU,FO,FC,FW,FOU,BO,BO,
FRAG 21 2RU,BOU,VO,VG,VU,OH,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      QCW,VRO,VGG,VGW,VH,OH,
FRAG 22 3GAMMA,PGO,S,O,FRU,RE,ALHADA,OPT,ETA
FRAG 23 1/FLOCCO/TG,PO,ROO,ROO,ROO,OHU,OHU,OHU
      O,FOO,FGO,FHO,FOW,WHU,
FRAG 24 2XO(20),VO(20),ZO(20),GO,GO,GO,GO,GO,GO,GO
      O,OHU,OHU,OHU,OHU,
FRAG 25 3GAMMA,NGOO,POO(S),VGOO(S),RPO,TAVO
FRAG 26 COMMON
FRAG 27 RETURN
FRAG 28 END
FRAG 29 SU ROUTINE FROM
FRAG 30 COMMON
FRAG 31 1/FLOW,AL,PT,ROO,ROO,ROO,ROO,OHU,OHU,OHU
      OHU,FO,FC,FW,FOU,BO,BO,
FRAG 32 2RU,BOU,VO,VG,VU,OH,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      QCW,VRO,VGG,VGW,VH,OH,
FRAG 33 3GAMMA,PGO,S,O,FRU,RE,ALHADA,OPT,ETA
FRAG 34 1/FLOCCO/TG,PO,ROO,ROO,ROO,OHU,OHU,OHU
      O,FOO,FGO,FHO,FOW,WHU,
FRAG 35 2XO(20),VO(20),ZO(20),GO,GO,GO,GO,GO,GO,GO
      O,OHU,OHU,OHU,OHU,
FRAG 36 3GAMMA,NGOO,POO(S),VGOO(S),RPO,TAVO
FRAG 37 VERTABLER,ROO,VGOO,NGOO
FRAG 38 IF(V.GT,RA,WHU,FGO,WHU)
FRAG 39 CON=ROO*V/R00
FRAG 40 RETURN
FRAG 41 END
FRAG 42 SU ROUTINE FROM
FRAG 43 COMMON
FRAG 44 1/FLOW,AL,PT,ROO,ROO,ROO,ROO,OHU,OHU,OHU
      OHU,FO,FC,FW,FOU,BO,BO,
FRAG 45 2RU,BOU,VO,VG,VU,OH,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      QCW,VRO,VGG,VGW,VH,OH,

```

QCM	4	30ANNA, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
QCM	6	CALL CT
QCM	7	COYON/COO/C
QCM	8	CGT(CU-GO/COU)/ROO/S
QCM	9	IF(COULE, 0, 1) GO TO
QCM	10	COYON/COO/S
QCM	11	COYCO+RM
QCM	12	COYUC
QCM	13	END
FT	1	SUBROUTINE FC
FT	2	COMMON
FT	3	1/FLON/ L, P, T, RCO, PGO, PGM, POU, ONU, GMI, WMI, C
		NU, FO, FG, FW, FOW, A, CG,
		ZOU, POU, VO, VG, VU, OU, SM, WM, OGM, POM, RO, RG, RW,
		QW, VQ, VQG, VQW, VQOW, W,
FT	4	30ANNA, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
FT	5	1/FLON/ T1, P1, COO1, PGT1, POM1, ROM1, GMI1, GM1,
FT	6	2/ONU1, X1(20), U1(20), Z1(CO), RO1, RO1, RW1, COM1,
		COO1, OMI, OMI, WM1, OGM1,
FT	8	30ANNA1, PGO1, RPK1, PPL
FT	9	1/FLON/ T2, P2, PGT2, RQW2, RQW2, ONU2, GMI
		2, WMU2, CMU2, PGT2, RW2,
T	1	2/ONU2, X2(20), U2(20), Z2(20), RO2, RO2, RW2, ROM2,
		COO2, O2, O 2, GM2, WM2, OGM2,
FT	11	30ANNA2, PGO2, RPK2
FT	12	1/CKBA/CKL, P, S, SL(10), SS(12), ND, TL(11), DD(1
		0), HTSTA, TSTA(10),
FT	13	ZTCTAT(10), TP(10), TL(10),
FT	14	TPT2-(T1-T2)*AI/CKBI,
FT	15	PCTUB
FT	16	END
FT		SUBROUTINE FROM
FT		COMMON
FRD		1/FLON/AL, P, T, RCO, PGO, PGM, POU, ONU, GMI, WMI, C
FRD		NU, FO, FG, FW, FOW, A, CG,
FRD	1	ZOU, POU, VO, VG, VU, OU, SM, WM, OGM, POM, RO, RG, RW,
		QW, VQ, VQG, VQW, VQOW, W,
FRD	4	30ANNA, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
FRD		1/RODCK/A, R
FRD	5	
FRD	6	
FRD	7	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ
FRD		CALL CT
FRD	9	
FRD	10	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТОТЫ
FRD		CALL PGO
FRD	11	CALL PRG
FRD	12	CALL PRW
FRD	13	ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА
FRD		CALL PRGO
FRD	14	
FRD	15	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕДЕННЫХ РАСХОДОВ
FRD		ГАЗА, ВОДЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА
FRD	16	CALL PUGH
FRD	17	
FRD	18	
FRD	19	
FRD	20	

```

FROM 21 C
FROM 22 C      PИЧИСЛЕНИЕ РАСХОДНОГО ГАЗСОДЕРЖАНИЯ
FROM 23      PG=RG/(Q0+QW)
FROM 24      IF (PG-.0001) 1,1,2
FROM 25 C
FROM 26 C      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ НУЛЕВОМ
                РАСХОДЕ ГАЗА
FROM 27      1 VQ=Q0+QW
FROM 28      VQ=VQ
FROM 29      VU=VQ
FROM 30      PQ=RG/(Q0+QW)
FROM 31      PG=PG
FROM 32      PU=QW/(Q0+QW)
FROM 33      POME=(PQ*Q0+PU*QW)/(Q0+QW)
FROM 34      RETURN
FROM 35      2 IF (PG-.99934) 3,3
FROM 36 C
FROM 37 C      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ НУЛЕВОМ
                РАСХОДЕ ЖИДКОСТИ
FROM 38      3 VQ=Q0
FROM 39      VQ=Q0
FROM 40      VU=Q0
FROM 41      PQ=0
FROM 42      PG=1
FROM 43      PU=0
FROM 44      POME=0
FROM 45      RETURN
FROM 46      4 CONTINUE
FROM 47 C
FROM 48 C      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ ОБЪЕМ СЛУ
                ЧЕ
FROM 49      C=(A-B)/A/(A-.1)
FROM 50      C2=C/2+.5
FROM 51      C3=1.-C1-C2
FROM 52      IF (C>.1) 5,5
FROM 53      5 GQ=C*Q0/A
FROM 54      GQ=GQ
FROM 55      6 PG=C2*Q0/(Q2+Q0+C)
FROM 56      POME=PG
FROM 57      VQ=QW/FQ
FROM 58      VQ=Q0/PQ
FROM 59      VU=VQ
FROM 60      PQ=QW+Q0*QW
FROM 61      PU=QW+Q0
FROM 62      POME=C*Q0+PQ*QW+PU*QW
FROM 63      RETURN
FROM 64      END
TABLE 1 Q      ПИШТИОН P=APL1(X,YU,VU,M)
TABLE 1 2      ПИШТИОН X(4),YU(4)
TABLE 1 3      IF (X-YU(1)) 1,1,2
TABLE 1 4      1 TABLE 1=VU(1)
TABLE 1 5      RETURN
TABLE 1 6      2 IF (X-YU(2)) 3,3,3

```

```

FTABL1 7 3 FTABL1=VM(N)
FTABL1 8 RETURN
FTABL1 9 4 DO 3 J=2,N
FTABL110 IF(A-X(I))6,6,5
FTABL111 5 CONTINUE
FTABL112 6 FTABL1=VM(I)-(VM(I)-VM(I-1))/(X(I)-X(I-1))

FTABL113 RETURN
FTABL114 END
FTABL1 1 FUNCT=ENDTABL2(X,V,X',H,Z,N,M)
FTABL1 2 DIMENSION ONX(N),VM(N),Z(N)
FTABL1 3 A=X
FTABL1 4 B=H
FTABL1 5 IF(A.LB.XM(1))A=XM(1)
FTABL1 6 IF(A.GB.X(M))A=XM(N)
FTABL1 7 IF(B.LB.H(1))B=VM(1)
FTABL1 8 IF(B.GB.H(M))B=VM(M)
FTABL1 9 DO 1 I=2,N
FTABL110 IF(A-VM(I))2,2,1
FTABL111 1 CONTINUE
FTABL112 2 DO 3 J=2,N
FTABL113 IF(B-VM(J))4,4,3
FTABL114 3 CONTINUE
FTABL115 4 A=VM(I)-A
FTABL116 B=VM(J)-B
FTABL117 AA=XM(I)-XM(I-1)
FTABL118 BB=VM(J)-VM(J-1)
FTABL119 FTABL1=(A(I))*(AA-A)+Z(-1,J)*A*(BB-B)+
FTABL120 -(Z(I,J-1)*(AA-A)+Z(I-1,J-1)*B)*BB/(AA*BB)
FTABL121 RETURN
FTABL122 END
KTRN1 1 SUBROUTINE KTRN1(X,A,B,C,F,K)
KTRN1 2 REAL X,A,B,F
KTRN1 3 INTEGER K
KTRN1 4 N=1
KTRN1 5 X=FA
KTRN1 6 V=FM(X)
KTRN1 7 IF(VA)2,2,3
KTRN1 8 3 K=
KTRN1 9 1 Y=
KTRN110 RETURN
KTRN111 2 GATS1=V1,V11
KTRN112 IF(C-1)(X)2,2,5
KTRN113 5 X=V1
KTRN114 4 RETURN
KTRN115 6 X=AV
KTRN116 5 X=(XA+XB)/2
KTRN117 IF(ABS(XA-XB))2,2,4,2
KTRN118 IF(SIG(X))4,4,2
KTRN119 6 X=BY
KTRN120 GOTO 4
KTRN121 3 C=

```

```

KERN2 1  SUBROUTINE KERN (X,A,B,E,K)
KERN2 2  REAL X,A,B,E
KERN2 3  INTEGER K
KERN2 4  K=1
KERN2 5  XA=A
KERN2 6  XB=B
KERN2 7  VA=F(XA)
KERN2 8  IF(VA)2,1,2
KERN2 9  5 K=2
KERN2 10 1 X=A
KERN2 11 RETURN
KERN2 12 2 SA=SIGN(1.,VA)
KERN2 13 IF(SA+F(XB))6,3,5
KERN2 14 3 X=XB
KERN2 15 4 RETURN
KERN2 16 9 X=X
KERN2 17 6 X=(X+XB)/
KERN2 18 IF(ABS(XA-XB)-E)A,A,1
KERN2 19 7 IF(SA+F(X))8,4,9
KERN2 20 8 X=X
KERN2 21 GOTO 6
KERN2 22 END

INT 1 SUBROUTINE INTSTP(N,H,X,V,FX,EPN)
INT 2 INTEGER N
INT REAL X,XX,XXX,V(20),VV(20),VVV(20),K(20),A
INT (J)=3(3)
INT DATA A/.5,.5,1.,1./,B/2.,2.,5.,
INT XX=X
INT DO 11,1,N
INT XX=X
INT 1 VV(1)=V(1)
INT CALL EXTERN(XX,VV,K)
INT X=X+H
INT DO 11,1,N
INT 2 V(1)=V(1)+H*K(1)/6.
INT DO 5J=1,3
INT XXX=XX+A(J)*H
INT DO 11,1,N
INT 3 VVV(1)=VV(1)+A(J)*H*K(1)
INT CALL EXTERN(XXX,VVV,K)
INT DO 4I=1,N
INT 4 V(I)=V(I)+H*B(J)*K(I)/6.
INT 5 CONTINUE
INT RETURN
INT 22 END

```

•EE КАРД 1 10ЧИТАНО 071 КАРТ (005 ТР.)
 КАРД 2 13ЗАПИСАНО 071 КАРТ (005 ТР.)

Лаборатория эксплуатации скважин ВГПИ (система поток)

Приложение 2.

РАСЧЕТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ

ИСТОРОЖИТЕЛИ В РАДИОТИМНОМ
НОМЕР СКВАЖИНЫ 1036

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ДЕБИТ ЖИДКОСТИ	404,0	УГ./Ч/СЧ
СКОРОСТЬ	89,0	Ч
СОДЕРЖАНИЕ СКВАЖИНЫ	7000,0	Ч
САДРОНОЕ ДАВЛЕНИЕ	81,0	МНП./М/КМ.Ч
ДАВЛЕНИЕ НА ЧАСТЬ	14,0	КГ/КМ.СМ
ДАВЛЕНИЕ НА ЗАБОР	163,0	КГ/КМ.СМ
РАСХОД НА ЧАСТЬ	212,0	КГ/КМ.СМ
РАСХОД НА ЗАБОР	38,0	КГ/КМ.СМ
ТЕМПЕРАТУРА НА ЧАСТЬ	72,0	ГРАД.С
ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОР	1,000	КГ/КМ.СМ
КОЭФФИЦИЕНТ ТЕМПЕРАТУРЫ	20,00	ГРАД.С
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	0,84700	Г/КМ.СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	0,60000	(ТО РАДИОТИМНО)
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,00000	Г/КМ.СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,00000	Г/КМ.СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,00000	СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,00100	СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,00000	СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	0,0000	ДЕНА/КМ.СМ

ИЗМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ

КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,0	21,0	1,0
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОТИМНОГО СКОРЕНИЯ	1,0	24,0	140,0

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОСТАВКИ ГАЗА

СВЕДЕНИЯ НЕ МОЖЕТ КОПИТИРОВАТЬ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ В. ВОЗВЕД. КЛАПАНА И РАСХОДА ГАЗА

ГЛУБИНА РАБОЧЕГО КЛАПАНА 1196.02 "

РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ РАБОЧИЙ КЛАПАН 2763.34 КУБ. МЕТРОВ

УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ КЛАПАН 0.23 КУБ. МЕТРОВ/ЧАС

СОБЕЛ. П. И. И. И.	СКОРОСТЬ ГАЗА В РАБОЧ. ПОТОКЕ	СКОРОСТЬ ВОЗДУХА В РАБОЧ. ПОТОКЕ	НАСИЩЕН. РАБОЧ. ПОТОК	НАСИЩЕН. ЦЕНТРИ. ПОТОК	НАСИЩЕН. ПОТОК
1714.1	110.14	110.14	0.000	0.164	0.332
1715.1	110.00	110.00	0.000	0.167	0.333
1716.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1717.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1718.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1719.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1720.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1721.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1722.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1723.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1724.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1725.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1726.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1727.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1728.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1729.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1730.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1731.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1732.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1733.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1734.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1735.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1736.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1737.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1738.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1739.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1740.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1741.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1742.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1743.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1744.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1745.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1746.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1747.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1748.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1749.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1750.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1751.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1752.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1753.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1754.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1755.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1756.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1757.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1758.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1759.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1760.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1761.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1762.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1763.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1764.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1765.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1766.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1767.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1768.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1769.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1770.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1771.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1772.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1773.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1774.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1775.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1776.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1777.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1778.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1779.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1780.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1781.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1782.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1783.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1784.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1785.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1786.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1787.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1788.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1789.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1790.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1791.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1792.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1793.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1794.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1795.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1796.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1797.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1798.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1799.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334
1800.1	110.00	110.00	0.000	0.166	0.334

КОНЕЦ РАЧИСЛЕНИЯ ПО

РАСХОД НА ПЛОТНОСТЬ НАСЫЩЕН. Потока ГАЗОВ Г/КУБ.СМ	ПЛОТНОСТЬ СМ/СМ ³	ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА ГРАД С	ДАВЛЕНИЕ В ПОТОКЕ КГ/КВ.СМ	ЭНЕРГИЯ ГКАЛ	ТЕПЛОТОВАЯ ПОТЕРЯ КГ/КВ.СМ
0.000	0.957	70.6	153.3	0.0055	1.0146
0.000	0.958	69.2	146.0	0.0055	1.0124
0.000	0.959	67.8	138.4	0.0055	1.0102
0.000	0.960	66.4	130.7	0.0055	1.0080
0.000	0.961	65.1	123.4	0.0055	1.0059
0.000	0.962	63.7	115.9	0.0055	1.0038
0.000	0.963	62.3	108.4	0.0055	1.0017
0.000	0.964	60.9	100.9	0.0055	1.0000
0.000	0.965	59.5	93.3	0.0052	0.9983
0.000	0.966	58.2	85.8	0.0052	0.9966
0.553	0.971	56.4	78.6	0.0051	1.0000
0.572	0.9553	56.5	71.5	0.0051	1.0000
0.594	0.958	52.6	64.3	0.0051	1.0000
0.619	0.9518	50.7	57.1	0.0051	1.0000
0.650	0.944	48.7	49.9	0.0051	1.0000
0.686	0.944	46.6	42.7	0.0051	1.0000
0.723	0.937	46.5	35.5	0.0051	1.0000
0.768	0.9307	42.4	28.4	0.0051	1.0000
0.816	0.9286	42.2	21.2	0.0051	1.0000
0.870	0.9200	38.0	14.0	0.0051	1.0000

Т.Н.НОВА СКАЖИНА

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Введение
 2. Основные соотношения описывающие движение газожидкостной смеси в подъемных трубах нефтяных скважин.
 3. Расчет газлифтного подъемника
 4. Алгоритм и программа расчета газлифтного подъемника
 - 4.1. Описание конкретной системы подпрограмм и программы, реализующей расчет газлифтного подъемника на ЭВМ
 - 4.2. Программа ГАЗЛИФ
 5. Возможность адаптации системы "поток" в соответствии с промысловыми данными
- Использованная литература
- Приложение I
- Приложение 2