

МИНИСТЕРСТВО НЕФТНОЙ 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.	Влюшин 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.
		Шибанов 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_{kl} - давление в потоке на уровне рабочего клапана;
- ρ_H - плотность нефти;
- ρ_r - плотность газа;
- ρ_B - плотность воды;
- $\rho_{см}$ - плотность смеси;
- ρ_{H0} - 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, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 n - 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

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

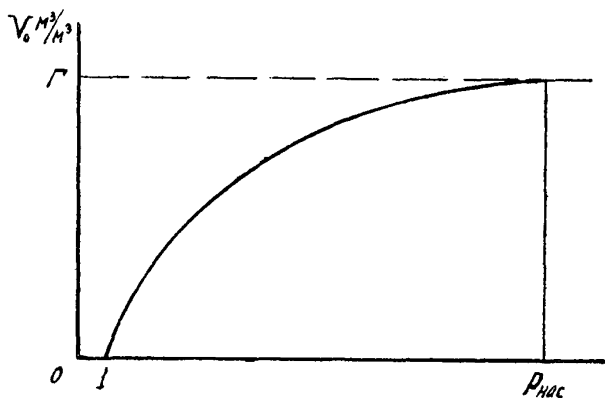


Рис. 1

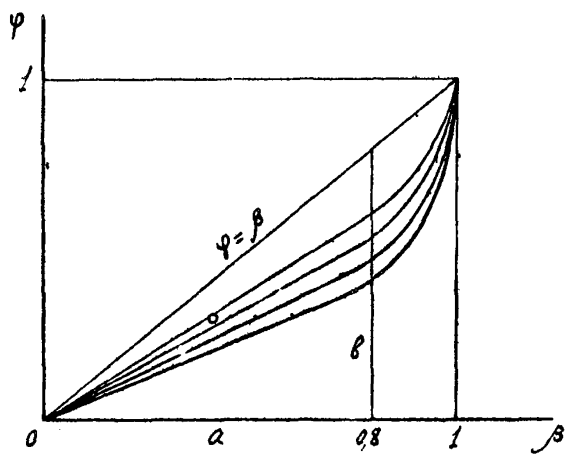


Рис. 2

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

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

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.

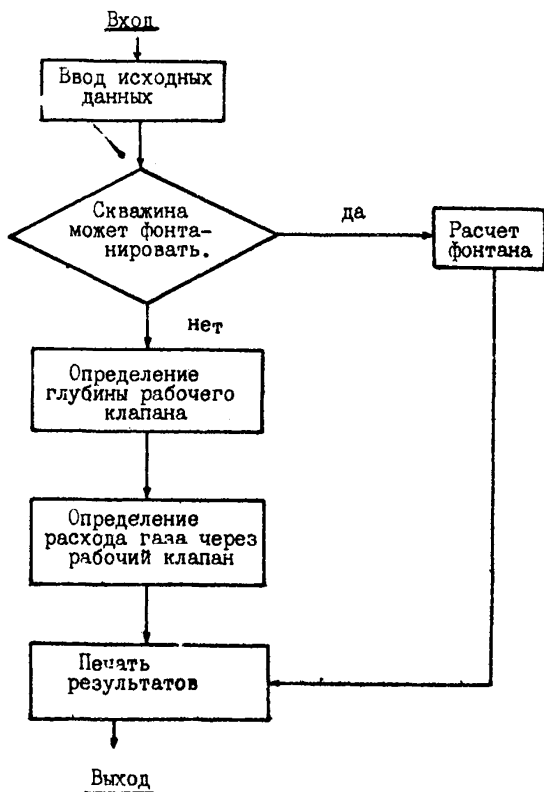


Рис. 3

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 P и T .

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

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

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

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

Подпрограмма *FROM* при определенных значениях P 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 *FMG0*);
- 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 o

$$\rho / \rho_{\text{вх}} = \rho_k ;$$

- 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 $Q_k \neq 0$.

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 $COSTET(\ell)$ 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

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

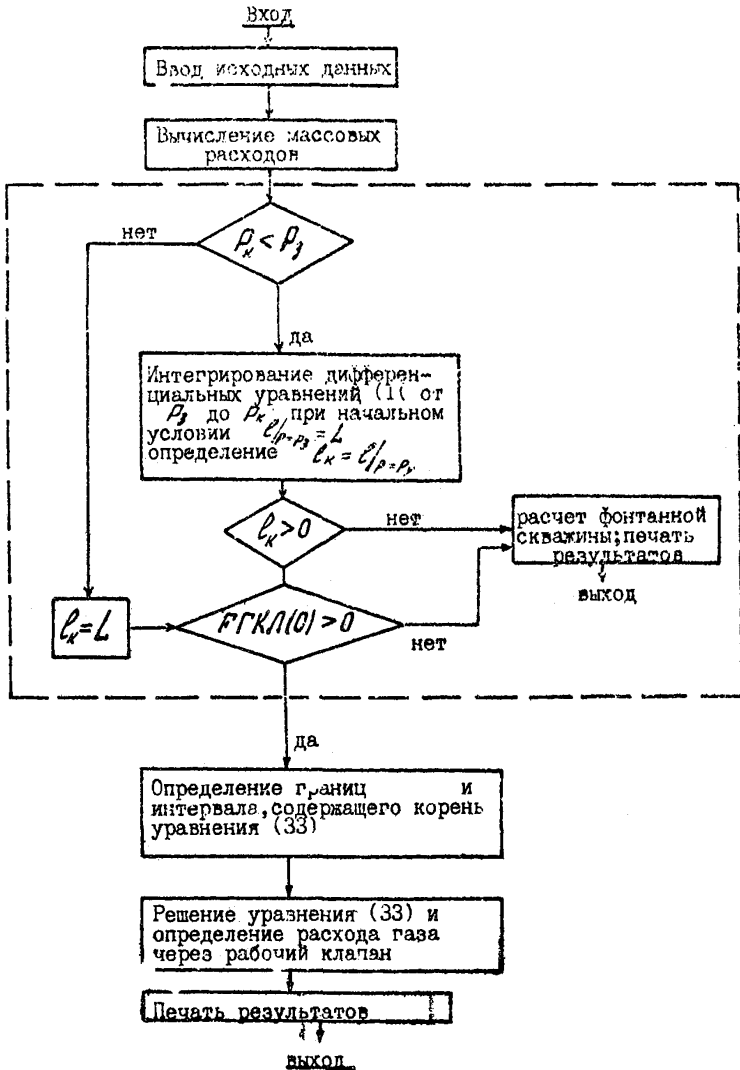


Рис. 4.

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 разжелезнения 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 *Q0GW* выполняет действия, указанные при ее описании в алгоритме расчета газлифтного подъемника. Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FR0M* 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

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

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 $\xi_0 > 0$

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

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

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 и 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 в качестве (экспериментально предельные)

Приложение 1

```

SUBROUTINE SNAVRK
  1
  2 C
  3 C
  4
  5 C
  6
  7
  8 COMMON
  9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26 C
 27 C
 28
  ПОДПРОГРАММА SNAVRK ОБЩЕСТВЛЯЕТ РАСЧЕТ Г
  АЗВНУТА С
  ПОМОЩЬЮ СИСТЕМЫ ПОДПРОГРАММ ПОТОК
  INTEGER NAMEM(3), KERN
  DIMENSION V(20), EXPL(20), EXPD(20)
  EXTERNAL FDUP, FDU1, PL
  COMMON
  1/FLON/AL, P, T, P00, R00, ROW, R0N, OMU, CMU, WMU, C
  MU, F0, F0, FW, FCW, BC, BO,
  2BU, R0M, V0, V0, V0, O0, R0, W0, O0M, Z0, C0, CG, AW,
  R0W, V00, V00, V0W, V00N,
  3GAMMA, PG0, S, D, FRUD, RE, AL, W00, OPT, TETA
  1/LOC00/T0, P0, R000, R000, ROW0, CMU0, CMU0, WMU
  0, F0, F0, FW0, F0W0, W00,
  2X0(20), Y0(20), Z0(20), R00, R00, AW0, CMU0, R00M
  0, OMU, CMU, WMU, R000,
  3GAMMA0, NG00, PG00(5), V000(5), QPK0, TAV0
  1/LOC01/Y1, P1, R001, R001, R0W1, R0M1, OMU1, CMU
  1, W01, CMU1, F01, F01, FW1,
  2F0W1, X1(20), Y1(20), Z1(20), O01, R01, R01, R0W1
  , OMU1, CMU1, CMU1, W01, R0M1,
  3GAMMA1, PG01, QPK1, TPL
  1/LOC02/T2, P2, R002, R002, ROW2, R0M2, OMU2, CMU
  2, W02, CMU2, F02, F02, FW2,
  2F0W2, X2(20), Y2(20), Z2(20), R02, R02, QW2, C0W2
  , R00W2, OM2, CM2, W02, R0M2,
  3GAMMA2, 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, QKW, QKNAX, QK, PCK, QPK
  PG2, TRG(21), TLG(21), NSG,
  2SLG(10), SSG(10), N00, DLG(10), D00(10), SSG, QP
  D, TRG
  1/КОРРЕК/А, В
  СООБ ИСХ ДАНХ ДАННХ.
  READ(50,100)NSKA, (NAMEM(I), I=1,3)
  
```

```

300 30      PITE(31,103)(NAME(I),I=1,3),PCK
310 30      PRAD(30,103)GAMMA,MMO,SKL,GAMMA1,PR,P1,PRP
          ,P2,PKAX,TG,T1,
300 31      100,T,000,R000,R000,R001,OMU0,OMU0,MMU0,T
          AV0
300 30      PITE(31,103)1000,P2,P1,PKAX,SKL,GAMMA
          ,P2,PR,P1,PRP,TG,T1,P0,
300 37      100,0000,R000,R000,P01,OMU0,MMO,MMU0,TAV0
300 34      PRAD(30,104)G00,(G00(I),VG 0(I),I=1,NG00
          )
300 35      PITE(31,105)(G00(I),I=1,NG00)
300 36      PITE(31,106)(G00(I),I=1,NG00)
300 37      PITE(31,107)
300 38      PRAD(30,104)NS,(SL(I),SC(I),I=1,NS)
300 39      PITE(31,107)(SL(I),I=1,NS)
300 40      PITE(31,108)(SC(I),I=1,NS)
300 41      PRAD(30,104)M,(DL(I),D(I),I=1,M)
300 42      PITE(31,107)(DL(I),I=1,M)
300 43      PITE(31,109)(D(I),I=1,M)
300 44      PRAD(30,104)NTETA,TOTAL(I),STAT(I),I=1,N
          TETA)
300 45      PITE(31,107)(TOTAL(I),I=1,NTETA)
300 46      PITE(31,110)(STAT(I),I=1,NTETA)
300 47      PRAD(30,111)A,
300 48      PITE(31,112)A,
300 49 C
300 50 C      ПЕРИОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ В СИСТЕМУ ЕДИНИЦ
          ССС
300 51      G000=Q0W0/0.084
300 52      W000=Q0/100.
300 53      SKL=SKA1*100.
300 54      PRAD=9 1000.
300 55      P1=1*98100.
300 56      PRP=PR1*981 00.
300 57      P2=PR2*98100.
300 58      TG=2+273.2
300 59      T1=2+273.2
300 60      R000=981000.
300 61      Y0=2+273.2
300 62      G000=0.000*0.001207
300 63      OMU0=OMU0/100.
300 64      MMU0=MMU0/100.
300 65      MMU0=MMU0/100.
300 66      P01=1,NG00
300 67      P000(I)=G00(I)+981000.
300 68      P001=1,NS
300 69      2 SL(I)=SL(I)*100.
300 70      P001=1,ND
300 71      DL(I)=DL(I)*100.
300 72      3 P001=DP(I)*100.
300 73      P041=1,NTETA
300 74      TOTAL(I)=TETA(I)*100.
300 75      4 TOTAL(I)=TETA(I)*1.1416/100.
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*POGO
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 ФОНТАНРОБЛЕНИЯ

```

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 РАВНИИ 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)

```

```

000 130 11 WRITE(51,120)
000 131      GOTO 99
000 132 10 X=QKV*QOWN
000 133 12 QK=Y
000 134      REAL K=ALK/100.
000 135      PRQY=QK*.0864
000 136      PRQK=QK/QOWN
000 137      WRITE(51,125),PRAY
000 138      WRITE(51,121),PRGK,PRQK
000 139
000 140 C          ПЕЧАТЬ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТОКА
                   В СКЛАДИЩЕ

000 141 20 NETKA=2
000 142      WRITE(51,116)
000 143      GN=QOWN*(1.-WNO)*AUNAI*1000
000 144      X=PI
000 145      V(1)=CKBL
000 146      DX=(PK-P1)/10.
000 147      DC13I=1.10
000 148      CALL INTSTR(1,DV,X,V,CONL)
000 149      GOTO 99
000 150 23 CONTINUE
000 151      NETKA=3

000 152      GN=(QOWN*(1.-WNO)*AUNAI*1000)*ROGO
000 153      DX=(PK-PY)/10.
000 154      DC14I=1.10
000 155      CALL INTSTR(1,DX,X,V,CONL)
000 156      GOTO 99
000 157 14 CONTINUE
000 158      GOTO 99
000 159
000 160 21 CLE=V(1)/100.
000 161      CDE=V(2)/10000.
000 162      CTE=V(3)/10.
000 163      CMT=V(4)/1000.
000 164      WRIT(51,157,141,NETKA,
                   ,CDE,CDE,CDE,PR,PR,G,CONL,DT
                   ,PRP,AUNAI,PRQRT)
000 165      GOTO(7,15,141,NETKA)
000 166 22 WRITE(51,200)
000 167      RETURN
000 168
000 169 100 FОРМАТ(14,7A4)
000 170 101 FОРМАТ(15,11X,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z,
                   ,2,14Y,2A0,10Z)
000 171
000 172 102 FОРМАТ(14,A,0A70,0,1,0,0)
000 173 103 FОРМАТ(10X,10A20,10X,10A20,10X,10A20,
                   ,10X,10A20,10X,10A20,10X,10A20,
                   ,10X,10A20,10X,10A20,10X,10A20,
                   ,10X,10A20,10X,10A20,10X,10A20)
000 174
000 175
000 176
000 177
000 178
000 179

```

ВВВ	177	9. КИЕ.МАКВЕ.17/10Х, ДАВЛЕНИЕ НА ЧУСТЬЕ...
ВВВ	178	4. ДАВЛЕНИЕ НА ЗАБОР... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	179	7. Д.1. КИ/КВ.СМ/10Х, ТЕМПЕРАТУРА НА ЧУСТЬЕ...
ВВВ	180	8. ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОР... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	181	9. Д.3. КИ/КВ.СМ/10Х, ПОТОЧНАЯ ДАВЛЕНИЕ...
ВВВ	182	10. ПОТОЧНОСТЬ В НОРМ... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	183	11. ПАЗАТ, П20.5.1... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	184	12. ПОТОЧНОСТЬ В ПАЗАТ... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	185	13. ПОТОЧНОСТЬ В НОРМ... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	186	14. ПАЗАТ, П20.5.1... КИ/КВ.СМ/10Х
ВВВ	187	15. ДИНАМ.СМ/10Х
ВВВ	188	104 ФОРМАТ (12Х, 10ГР.1)
ВВВ	189	105 ФОРМАТ (22Х, ДАВЛЕНИЕ С КИ/КВ. В СТВОРИНОСТИ...
ВВВ	190	106 ФОРМАТ (10Х, КОЛИЧЕСТВО РАСХОДНОГО...
ВВВ	191	107 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	192	108 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	193	109 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	194	110 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	195	111 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	196	112 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	197	113 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	198	114 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	199	115 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	200	116 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	201	117 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	202	118 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	203	119 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	204	120 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	205	121 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	206	122 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	207	123 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...
ВВВ	208	124 ФОРМАТ (10Х, ПОТОЧНОСТЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КИ,СМ)...


```

CALL PC0H
CALL PC0LT
CALL PTEV
F(1)=PC0M*OS(TETA),PC1,PCPT
RETURN
END
SUBROUTINE F K
COMMON
1/CSLIP/LG,PG,ALK,PK,QKM,QMAX,PK,PGK,OPK,
PC2,PG(21),LC(21),MSC,
2SLC(10),SS(10),NOC,LC(10),DC(10),SG,DC,
DITAC
PK=PC2-10.
RETURN
END
SUBROUTINE FL(2)
EX=FOUL*CAL
DIMENSION W(2)
COMMON
1/FLQ/L,P,T,COO,COG,POH,POH,OMU,OMU,WHU,C
NU,CO,PC,FI,POW,BO,BS,
2OH,BOV,VO,VO,VW,OH,OH,OH,OGM,OGM,OO,OO,OV,
QW,VGQ,VOQ,VOV,VOGQ,
3GAMA,CGO,SIQ,FRUD,FR,ALNRDA,PTP,TETA
4/BLCOO/TO,PO,COO,POGB,POHO,OMUO,OMUO,WHU
O,COO,COG,FWO,POWO,WHO,
5XO(20),VO(20),ZO(20),QOQ,QGO,QHO,QWO,QGH
O,OMO,OMO,WMO,SGMO,
6GAMA,NOO,NOO,TOO(5),NOO(5),OPKO,TAVO
7/BLCOO/2,2,P2,COO2,COO2,COH2,ROM2,OMU2,OMU
2,WHU2,OMU2,PO2,FO2,FW2,
8FV2,X2(20),V2(20),Z2(20),QO2,GO2,QW2,QOW2
,COO2,OM2,OM2,WH2,OM2,
9GAMA2,P,Q2,QK2
1/COO/2,KO,NS,SL(10),SS(10),NO,DI(10),DO(1
0),HTETA,TOTAL(10),
2TETA*(10),T(10),TL(10)
3/CSLIP/LG,PG,ALK,PK,QKM,QKM,X,PK,PGK,OPK,
PG2,PG(21),LC(21),MSC,
4SLC(10),SS(10),NOC,LC(10),DC(10),SG,DC,
DITAC
PK=Z
CH=(OH/ROO)*GAMA+PK*ROO
CALL FACK
PK=F*ALK,ALK,TL,TP,1,1)
V(1)=A K
V=0
PX=(O2+PK)/2
O1I=1,20
CALL INTST*(1,OX,X,V,FOUL)
CONTINUE
LEV(1)
RETURN
END

```



```

DPK 8 DPK=7,001000.
DPK 9 RETURN
DPK 10 END
DPK 1 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,
2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
FDV0 4 QW,VQ0,VQ0,VW,VQ0,
30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTR,TETA
F0V0 5 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PKK,DPK,
F0V0 6 PC,TPC(21),LC(21),NSI,
F0V0 7 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),CG,DC,
DPTR
DIMENSION U(20),F(20)
F0V0 8 U(1)
F0V0 9 U(1)
F0V0 10 CALL F000
F0V0 11 CALL D0DLTG
F0V0 12 CALL FTET
F0V0 13 F(1)=RO0*AS(TETA),OR,-DPTR
F0V0 14 RETURN
F0V0 15 END
DPT00 1 SUBROUTINE D0DLTG
DPT00 2 COMMON
DPT00 3 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PKK,DPK,
DPT00 4 PC,TPC(21),LC(21),NSI,
DPT00 5 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),CG,DC,
DPT00 6 DPT00=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,
2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
FTETA 5 QW,VQ0,VQ0,VW,VQ0,
FTETA 6 30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTR,TETA
FTETA 7 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PKK,DPK,
FTETA 8 PC,TPC(21),LC(21),NSI,
FTETA 9 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),CG,DC,
FTETA 10 2TETA(10),TP(10),TI(10)
FTETA 11 TETA=FTABLI(1),TETA,TETA,NYP*A)
FTETA 12 RETURN
FS 1 END
FS 2 SUBROUTINE FS
FS 3 COMMON
FS 4 1/FL0W/AL,P,T,R00,RO0,ROW,R0M,OMU,OMU,WMI,C
FS 5 MU,PO,FG,FW,ROW,RO,RO,
2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
FS 6 QW,VQ0,VQ0,VW,VQ0,
FS 7 30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTR,TETA

```



```

FRAG 4 2RU,BOU,VO,VG,VU,ON,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      QCW,VRO,VGG,VGW,VH,ON,
FRAG 5 3GAMMA,PGO,S,O,FRU,RE,ALHADA,OPTP,TETA
FRAG 6 1/FLOCCO/TG,PO,ROO,ROO,ROO,OMU,OMU,MMU
      O,FOO,FGO,FHO,FOH,MMO,
FRAG 7 2XO(20),YO(20),ZO(20),QOO,QOO,QWO,QOO,ROGW
      O,OMO,OMO,MMO,OMO,
FRAG 8 3GAMMA,NGOO,POO(S),VGOO(S),RPO,TAVO
FRAG 9 A=200,POGO,0.071297+18A,
FRAG 10
FRAG 11 R=7/2/273,15
FRAG 12 C=0.0674-17.4,n
FRAG 13 C=0.0277/001000,
FRAG 14 C=014,n
FRAG 15 T=0.0.0+E,0.15
FRAG 16 CON=POGO+273,15/001000,77
FRAG 17 RETURN
FRAG 18 END
FRAG 19 SUBROUTINE FROM
FRAG 20 COMMON
FRAG 21 1/FLOW,AL,P,T,ROO,POO,POW,ROM,OMU,MMU,MMU,C
      MU,FO,FC,FW,FOU,BO,BO,
FRAG 22 2RU,BOU,VO,VG,VU,ON,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      ROU,VGO,VGO,VGW,VGO,
FRAG 23 3GAMMA,PGO,S,O,FRU,RE,ALHADA,OPTP,TETA
FRAG 24 1/FLOCCO/TG,PO,ROO,ROO,ROO,OMU,OMU,MMU
      O,FOO,FGO,FHO,FOH,MMO,
FRAG 25 2XO(20),YO(20),ZO(20),QOO,QOO,QWO,QOO,ROGW
      O,OMO,OMO,MMO,OMO,
FRAG 26 3GAMMA,NGOO,POO(S),VGOO(S),RPO,TAVO
FRAG 27 CON=POGO
FRAG 28 RETURN
FRAG 29 END
FRAG 30 SUBROUTINE FUGO
FRAG 31 COMMON
FRAG 32 1/FLOW,AL,P,T,ROO,POO,POW,ROM,OMU,MMU,MMU,C
      MU,FO,FC,FW,FOU,BO,BO,
FRAG 33 2RU,BOU,VO,VG,VU,ON,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      ROU,VGO,VGO,VGW,VGO,
FRAG 34 3GAMMA,PGO,S,O,FRU,RE,ALHADA,OPTP,TETA
FRAG 35 1/FLOCCO/TG,PO,ROO,ROO,ROO,OMU,OMU,MMU
      O,FOO,FGO,FHO,FOH,MMO,
FRAG 36 2XO(20),YO(20),ZO(20),QOO,QOO,QWO,QOO,ROGW
      O,OMO,OMO,MMO,OMO,
FRAG 37 3GAMMA,NGOO,POO(S),VGOO(S),RPO,TAVO
FRAG 38 V=TABLE(P,ROO,VGOO,NGOO)
FRAG 39 IF(V.GT.0.0) V=GA(X)
FRAG 40 CON=ROO*V/R00
FRAG 41 RETURN
FRAG 42 END
FRAG 43 SUBROUTINE QOOV
FRAG 44 COMMON
FRAG 45 1/FLOW,AL,P,T,ROO,POO,POW,ROM,OMU,MMU,MMU,C
      MU,FO,FC,FW,FOU,BO,BO,
FRAG 46 2RU,BOU,VO,VG,VU,ON,OM,WM,GM,GM,GO,GG,GW,
      ROU,VGO,VGO,VGW,VGO,

```

QCM	4	30ANN1, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
QCM	6	CALL CT
QCM	7	COYON/COO/C
QCM	8	CGT(CO-GO/CO)/ROO/S
QCM	9	IF(CO)LE:0.1320.
QCM	10	COYON/COO/S
QCM	11	COYCO+RM
QCM	12	COYUC
QCM	13	COY
FT	1	SUBROUTINE FC
FT	2	COMMON
FT	3	1/FLON/ L, P, T, R00, P00, R0W, R0U, ONU, GMI, WMI, C
		NU, F0, F0, FW, F0W, R, C0,
		20U, R0U, V0, V0, VU, OU, SM, WM, OGM, R0M, R0, R0, RW,
		R0W, V0, V0C, V0W, V0, W,
		30ANN1, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
FT	4	1/FLON/ T1, P1, R01, R0T1, R0M1, R0M1, GMI1, GM1,
		20U1, X1(20), V1(20), Z1(20), R01, R01, R01, R01, COM1,
		COO1, OMI, OMI, WM1, OGM1,
FT	8	30ANN1, PGO1, R0K1, RPL
FT	9	1/FLON/ T2, P2, R02, R02, R0W2, R0W2, ONU2, GMI
		2, WMU2, CMU2, R02, R02, RW2,
		20U2, X2(20), V2(20), Z2(20), R02, R02, R02, R0W2,
		COO2, O2, O 2, GM2, WM2, OGM2,
FT	11	30ANN2, PGO2, R0K2
FT	12	1/CKBA/CKL/PS, SL(10), SS(12), ND, TL(11), DD(1
		0), HTSTA, TSTA(10),
		ZTCT(10), TC(10), TL(10),
		TST2-(T1-T2)*AI/CKBI,
		RTURN
		END
		SUBROUTINE FROM
		COMMON
		1/FLON/AL, P, T, R00, R00, R0W, R0U, ONU, GMI, WMI, C
		NU, F0, F0, FW, F0W, R, C0,
		20U, R0U, V0, V0, VU, OU, SM, WM, OGM, R0M, R0, R0, RW,
		R0W, V0, V0C, V0W, V0, W,
		30ANN1, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
		1/RODCK/A, R
FRD	5	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ
FRD	6	CALL CT
FRD	7	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТОТЫ
FRD	8	CALL F00
FRD	9	CALL FR00
FRD	10	CALL FR0W
FRD	11	ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА
FRD	12	CALL FR00
FRD	13	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕДЕННЫХ РАСХОДОВ
FRD	14	ГАЗА, ВОДЫ И Ч.Т.КОСТЯ
FRD	15	CALL Q00U

```

FROM 21 C
FROM 22 C      PИЧИСЛЕНИЕ РАСХОДНОГО ГАЗСОДЕРЖАНИЯ
FROM 23      P0=RG/(Q0+QW)
FROM 24      IF (C0=0.0001) 1,1,2
FROM 25 C
FROM 26 C      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ НУЛЕВОМ
                РАСХОДЕ ГАЗА
FROM 27      1 V0=Q0+QW
FROM 28      V0=V0
FROM 29      VU=V0
FROM 30      P0=RG/(Q0+QW)
FROM 31      P0=P0
FROM 32      P1=QW/(Q0+QW)
FROM 33      POME=(P00+R0+P0W+QW)/(Q0+QW)
FROM 34      RETURN
FROM 35      2 IF (C0=0.99934,5,5)
FROM 36 C
FROM 37 C      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ НУЛЕВОМ
                РАСХОДЕ ЖИДКОСТИ
FROM 38      3 V0=Q0
FROM 39      V0=Q0
FROM 40      VU=Q0
FROM 41      P0=0
FROM 42      P0=1
FROM 43      P1=
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      C1=(A-B)/A/(A... )
FROM 50      C2=B/A*2.718*1
FROM 51      C3=1.-C1-C2
FROM 52      IF (C0-A1) 5,5
FROM 53      P0=C0*Q0/A
FROM 54      GO TO 7
FROM 55      6 P0=C0*Q0/(C2+Q0*C1)
FROM 56      POME=1.-P0
FROM 57      V0=Q0W/P0W
FROM 58      V0=RG/P0
FROM 59      VU=V0
FROM 60      P0=P0W+Q0*P0W
FROM 61      P1=P0W+P0
FROM 62      POME=C00+P0+R00+P0 ROMEW
FROM 63      RETURN
FROM 64      END
TABLE 1 Q      ПИШТИОН P=APL1(X,YU,VU,M)
TABLE 1 2      ПИШТИОН YU(X),VU(X)
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)) 3,4,5

```

```

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',M,Z,N,M)
FTABL1 2 DIMENSION ONX(N),VM(N),Z(N)
FTABL1 3 A=X
FTABL1 4 B=
FTABL1 5 IF(A.LB.XM(1))A=XM(1)
FTABL1 6 IF(A.GB.X(M))A=XM(N)
FTABL1 7 IF(A.LB.XM(1))B=VM(1)
FTABL1 8 IF(A.GB.XM(N))B=VM(N)
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=(+1/J)*AA-1+Z(-1,J)*A+(M-B)+
FTABL120 -(Z(I,J-1)*(AA-A)+Z(I-1,J-1)*B)/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=
KTRN1 5 X=
KTRN1 6 X=
KTRN1 7 V=
KTRN1 8 IF(VA)2,2,1
KTRN1 9 1 K=
KTRN110 1 Y=
KTRN111 RETURN
KTRN112 2 GATS1=V1,VA1
KTRN113 IF(C)2,2,3
KTRN114 3 X=
KTRN115 4 RETURN
KTRN116 5 X=
KTRN117 6 X=(X+XB)/2
KTRN118 IF(ABS(XA-XB))2,2,4,2
KTRN119 IF(S)2,2,4,2
KTRN120 6 X=
KTRN121 GOTO 4
KTRN122 7 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 РАДИАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ

ИСТОЧНИКОВ В РАДИОНУКЛИДНОМ
ПОЛЕ СКВАЖИНЫ 1036

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ДЕБИТ ЖИДКОСТИ	404,0	УГ./ЧАС
СКОРОСТЬ	89,0	М
РАДИУС СКВАЖИНЫ	7000,0	М
РАДИУС ДОКТОРА	81,0	ММ./ММ.Ч
ДАВЛЕНИЕ НА ЧАСТЬ	14,0	КГ/ММ.СМ
ДАВЛЕНИЕ НА ЗАБОР	163,0	КГ/ММ.СМ
РАССТОЯНИЕ ОТ ЧАСТИ	212,0	КГ/ММ.СМ
РАССТОЯНИЕ НА ЧАСТЬ	38,0	ГРАД.С
ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОР	72,0	ГРАД.С
НОМЕРНОЙ ДАВЛЕНИЕ	1,000	КГ/ММ.СМ
НОМЕРНОЙ ТЕМПЕРАТУРА	30,00	ГРАД.С
РАДИАЦИОННОЕ ПОЛЕ		
ИСТОЧНИК	0,84700	Г/ММ.СМ
РАСЧЕТ	0,60000	(ТО РАДИАЦИОННО)
РАСЧЕТ	1,00000	Г/ММ.СМ
РАДИАЦИОННОЕ ПОЛЕ		
ИСТОЧНИК	2,23700	Г/ММ.СМ
РАСЧЕТ		
ИСТОЧНИК	2,00000	СМ
РАСЧЕТ	2,00100	СМ
РАСЧЕТ	1,00000	СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОНУКЛИДОВ	0,000	ДЕНА/ММ.СМ

ИЗМЕНЕНИЕ РАДИОНУКЛИДНОГО ПОЛЯ

РАДИОНУКЛИД	1,0	21,0	21,0
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОНУКЛИДОВ	0,0	24,0	140,0

ДАВЛЕНИЕ ЗАКАЧЕВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ
 ОСНОВНОГО УДЕЛЬНОГО РАСХОД ГАЗА
 (ЧЕРЕЗ КЛАПАН)

39.0 КГ/ДМ.СМ.
 300.0 КУБ.М/КУБ.М

КОНСТРУКЦИЯ СУБ ЖИМ

ГЛУБИНА (М)	0.0	1700.0	1700.0	2000.0
ПЛОЩАДЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КВ.СМ)	30.0	30.0	50.0	50.0
ГЛУБИНА (М)	0.0	1300.0	1300.0	2000.0

СРЕДНЯЯ ДИАМЕТР ПОТОКА (ММ)	62.0	62.0	80.0	80.0
ГЛУБИНА (М)	0.0	300.0	300.0	2000.0
УГОЛ НАКЛАНА СВЯЗАННЫЕ (ГРД)	0.0	0.0	20.0	20.0

РАДИУСЫ ЗАКРУГЛЕНИЙ ПОСЛЕДНИЙ И ПЕРВЫЙ
 ПОСЛЕДНИЙ И ПЕРВЫЙ РАДИУСЫ ЗАКРУГЛЕНИЙ
 ПОСЛЕДНИЙ И ПЕРВЫЙ РАДИУСЫ ЗАКРУГЛЕНИЙ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОСТАВКИ ГАЗА

СВЕДЕНИЯ НЕ МОЖЕТ СОСТАВИВАТЬ

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

СОБМЕН. И	СКОРОСТЬ ГАЗА ОТДЕЛК	СКОРОСТЬ УДЕЛЬНАЯ ОТДЕЛК	НАСИЩЕН. САЗОН	НАСИЩЕН. ЦЕНТН	НАСИЩЕН. СОЗОН
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	СКОРОСТЬ Потока М/С	РАСХОД ПОТОКА 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	0.0051	0.9966
0.553	0.971	56.4	78.6	0.0051	1.00216
0.572	0.9553	56.5	71.5	0.0051	1.00739
0.594	0.958	52.6	64.3	0.0051	1.00802
0.619	0.9518	50.7	57.1	0.0051	1.00868
0.650	0.944	48.7	49.9	0.0051	1.00935
0.686	0.944	46.6	42.7	0.0051	1.01000
0.723	0.937	46.5	35.5	0.0051	1.01064
0.768	0.9307	42.4	28.4	0.0051	1.01124
0.816	0.9286	42.2	21.2	0.0051	1.01185
0.870	0.9200	38.0	14.0	0.0051	1.01247

ТАБЛИЦА СКОРОСТЕЙ

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 произвольными данными
- Использованная литература
- Приложение 1
- Приложение 2