

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.	Попов 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;
- $P_{кл}$ - 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

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

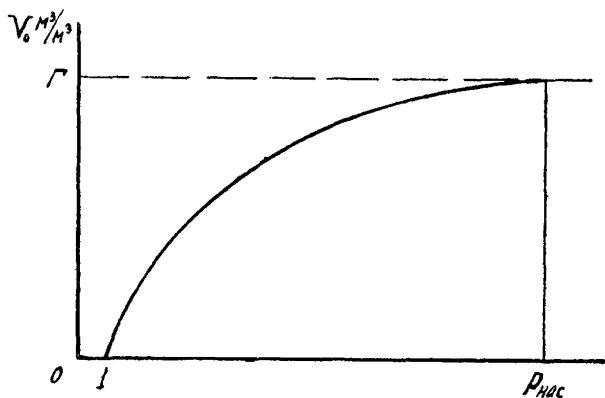


Рис. 1

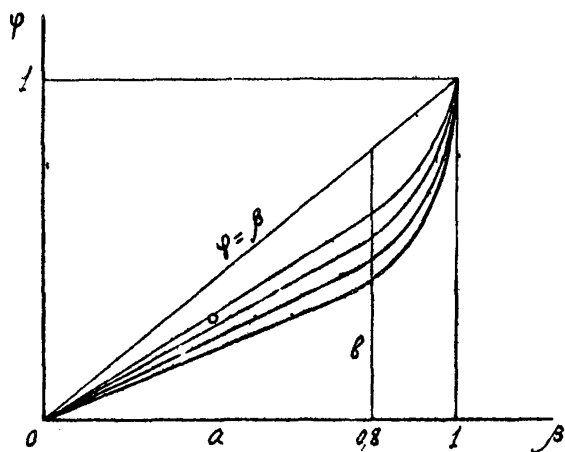


Рис. 2

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

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

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_{μ} и v_{μ}); 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.

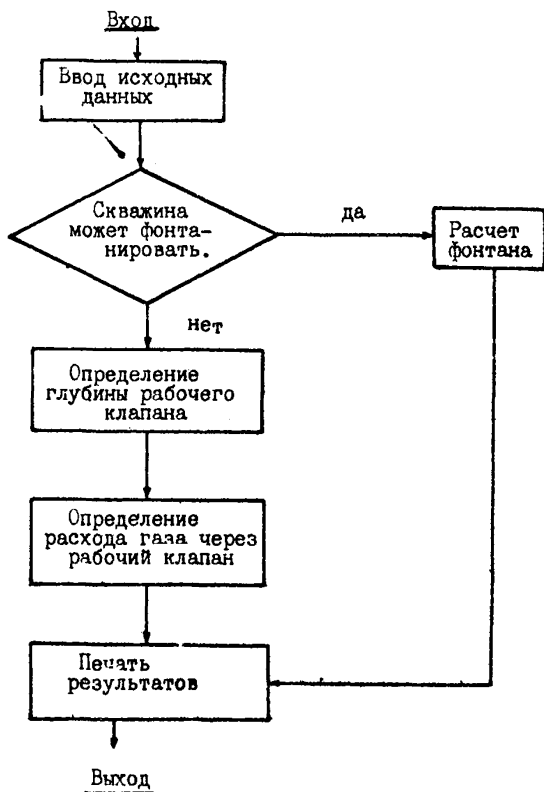


Рис. 3

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 *FR0G* 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 *Q0GW* 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

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

- 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, N - массивные значения 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.І. Описание конкретной системы подпрограммы и программы, реализующей расчет газлифтного подъемника на ЭВМ.

Ниже (см. Приложение І) 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 *BMG0* 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 (ρ_{03});

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 $COSTET(\ell)$ 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

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

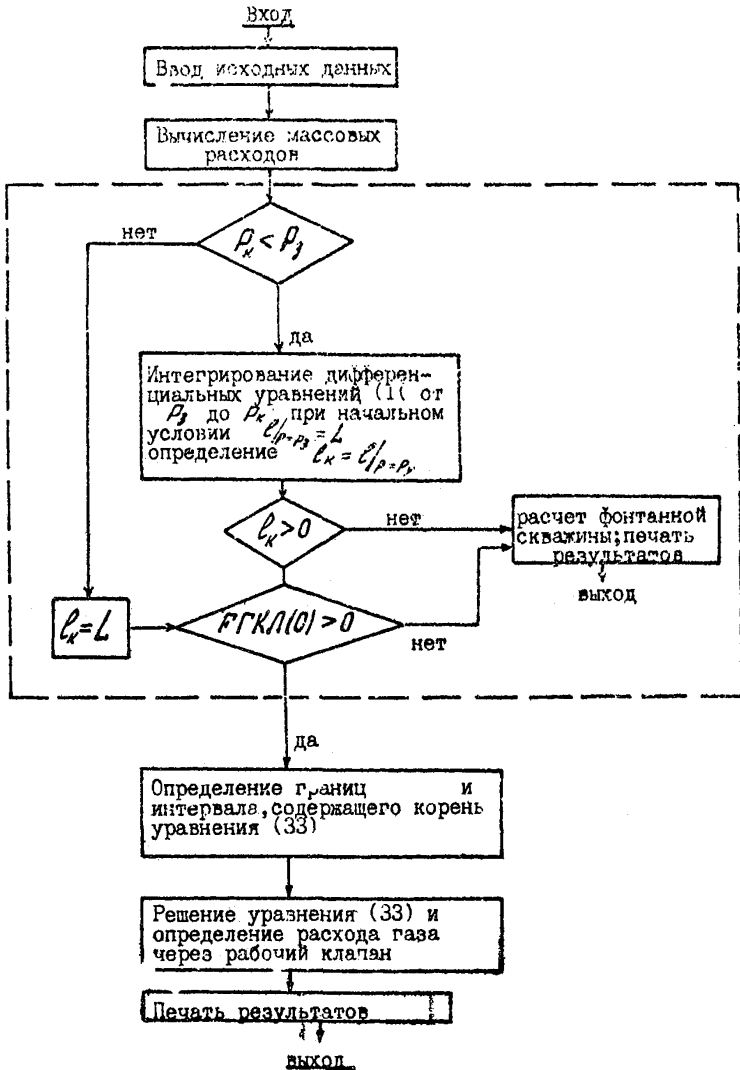


Рис. 4.

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 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

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

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, 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 SNAVAK
  1
  2 C
  3 C
  4 C
  5 C
  6 DIMENSION V(20), EXPL(20), EXPD(20)
  7 EXTERNAL F0VP, F0VI, PL
  8 COMMON
  9 1/FLON/AL, P, T, P00, R00, ROW, R0N, OMU, CMU, WMU, C
 10 MU, F0, F0, FW, F0W, BC, PO,
 11 3GAMMA, PGO, S, D, FRUD, RE, AL, W0A, OPT, TETA
 12 1/BLOC00/T0, P0, R000, R000, ROW0, CMU0, CMU0, WMU
 13 2X0(20), Y0(20), Z0(20), R00, R00, QW0, QW0, QW0,
 14 3GAMMA0, NG00, PG00(5), V000(5), QPK0, TAV0
 15 1/BLOC01/T1, P1, R001, R001, ROW1, ROM1, OMU1, CMU
 16 2ROW1, X1(20), Y1(20), Z1(20), Q01, Q01, QW1, QW1,
 17 3GAMMA1, PG01, QPK1, TPL
 18 1/BLOC02/T2, P2, R002, R002, ROW2, ROM2, OMU2, CMU
 19 2ROW2, X2(20), Y2(20), Z2(20), Q02, Q02, QW2, QW2,
 20 3GAMMA2, PG02, QPK2
 21 1/CKPA/CKPI, NS, SL(10), SS(10), NI, DL(10), FC(1
 22 2TETAT(10), TP(10), TL(10)
 23 1/GASL/F/LG, PG, ALK, QK, QKV, QKNAX, QK, PCK, QPK,
 24 2SLG(10), SSQ(10), N00, DLG(10), D00(10), SG, QP
 25 1/КОРРЕК/А, В
 26 C
 27 C
 28 READ(50,100)NSKA, (NAMEM(I), I=1,3)

```

```

300 30      WRTT(31,101)(NAME(1),I=1,3),PCK
300 30      PPAR(30,103)WMO(1),PRL,GAMMA1,P2,P1,PPL
           ,P22,P21X,T2,T1,
300 31      100,T2,0000,R200,R200,R001,0000,0000,MMUO.T
           AV0
300 30      WRTT(31,103)1000,P02,P00,P01,P01,GAMMA
           ,P2,P1,PPL,T2,T1,P0,
300 37      100,0000,R000,R200,P201,0000,MMUO,MMUO,TAV0
300 34      PPAR(30,104)WMO(1),PCK(1),VG 0(1),I=1,P00
           1
300 35      WRTT(31,105)(P00(1),I=1,P00)
300 36      WRTT(31,106)(P00(1),I=1,P00)
300 37      WRTT(31,107)
300 38      PPAR(30,104)NS,(SL(1),SC(1),I=1,NS)
300 39      WRTT(31,107)(SL(1),I=1,NS)
300 40      WRTT(31,108)(SS(1),I=1,NS)
300 41      PPAR(30,104)NS,(DL(1),SC(1),I=1,NS)
300 42      WRTT(31,107)(DL(1),I=1,NS)
300 43      WRTT(31,109)(DD(1),I=1,NS)
300 44      PPAR(30,104)NTETA,TOTAL(1),STAT(1),I=1,N
           TETA)
300 45      WRTT(31,107)(TOTAL(1),I=1,NTETA)
300 46      WRTT(31,110)(STAT(1),I=1,NTETA)
300 47      PPAR(30,111)A,C
300 48      WRTT(31,112)A,C
300 49 C
300 50 C      ПЕРИОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ ЕДИНИЦ
           ССС
300 51      GO00=Q0W0/0.0044
300 52      W000W0/100.
300 53      C00L=CK01*100.
300 54      P200=9 1000.
300 55      P100=1*90100.
300 56      P02=P01*901 00.
300 57      P022=P02 9010 0.
300 58      T00T0=273.2
300 59      T10T1=273.2
300 60      P000=901000.
300 61      T00T0=273.2
300 62      P000=0000*0.001207
300 63      Q000=Q000/100.
300 64      G000=G000/100.
300 65      MM00=MM00/100.
300 66      P01=1,P000
300 67      1 P000(1)=P000(1)+901000.
300 68      P001=1,NS
300 69      2 SL(1)=SL(1)*100.
300 70      P001=1,NS
300 71      DL(1)=DL(1)*100.
300 72      3 P001(1)=P001(1)*10.
300 73      P041=1,NTETA
300 74      P001(1)=P001(1)+1000.
300 75      4 TOTAL(1)=TOTAL(1)+1416/100.
300 76      GAMMA1
300 77 C
300 78 C      ЧИСЛОВЫЕ И СВОЙСТВА ПЕРИОДА НАЧАЛА
           100

```

```

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 РАВНОВЕСИЯ 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=PK(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,DKV,P1,DPK,KKCRN)
TR(KKCRN-1)11,12,11
11 WRITE(51,101)

```


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


```

CALL FROM
CALL ADULT
CALL TETA
F(1)FROM OS(TETA),PQ,PG,PP
RETURN
END
SUBROUTINE F K
COMMON
1/CSLIP/LQ,PO,ALK,PK,QKM,QMAY,PK,PGK,OPK,
PQ2,PG(21),LC(21),MSC,
2SLC(10),SS(10),NOC,LC(10),DC(10),SG,DC,
DTYPE
PK=DC2-10.
RETURN
END
SUBROUTINE FL(1)
EX-FORML CALL
DIMENSION M(2)
COMMON
1/FLQ/L,P,T,COO,POG,POH,POH,OMU,OMU,WHU,C
NU,CO,PO,PH,POW,BO,BS,
2OV,OV,VO,VO,VW,OM,OM,OM,OGM,OGM,OO,OO,OV,
QW,VGQ,VGQ,VMW,VMW,
3GAMA,GGG,3,0,FRUD,FR,AL,ADA,ADTP,TETA
1/BLCOO/T0,P0,COO,POGB,POHO,OMUO,OMUO,WHU
0,COO,GGG,FWO,POWO,WHUO,
2X0(20),V0(20),Z0(20),QOQ,QGO,QWO,QWO,QOGH
0,OM2,OM2,VM2,SGM2,
3GAMA2,PG2,QQ2
1/BLCOO 2,2,2,P2,COO2,RO2,ROH2,ROM2,OMU2,GMU
2,WHU2,OMU2,PO2,FO2,FW2,
2F V2,X2(20),V2(20),Z2(20),QO2,QG2,QW2,QW2
,OGH2,OM2,GM2,WH2,OGH2,
4
FL 13 3GAMA2,P,Q2,QQ2
FL 14 1/COO 2,2,2,NS,SL(10),SS(10),NO,DI(10),DO(1
0),HTETA,TOTAL(10),
FL 15 2TETA*(10),T(10),TL(10)
FL 16 1/CSLIP/LQ,PO,ALK,PK,QKM,QKM,X,PK,PGK,OPK,
PQ2,PG(21),LC(21),MSC,
FL 17 2SLC(10),SS(10),NOC,LC(10),DC(10),SG,DC,
DTYPE
FL 18 GK=Z
FL 19 CML(OM/ROO) A GMA+PK)+RO O
FL 20 CALL FACK
FL 21 PK=F*ALK,ALK,TL,TP,1 1)
FL 22 V(1)A K
FL 23 VAP
FL 24 PK=DC2+PK)/2
FL 25 NOI=1,20
FL 26 CALL INTST*(1,OX,X,V,FOUL)
FL 27 CONTINUE
FL 28 LEV(1)
FL 29 RETURN
FL 30 END

```



```

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,
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,DPTP,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,
DPTPC DIMENSION U(20),F(20)
F0V0 8 A,AY
F0V0 9 D=U(1)
F0V0 10 CALL F000
F0V0 11 CALL D0DLTG
F0V0 12 CALL FTET
F0V0 13 F(1)=RO0*AS(TETA1,00,-DPTPC)
F0V0 14 RETURN
F0V0 15 END
DPTPC SUBROUTINE D0DLTG
DPTPC 1 COMMON
DPTPC 2 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PKK,DPK,
DPTPC 3 PC,TPC(21),LC(21),NSI,
DPTPC 4 2SL(10),SS(10),NDC,LC(10),DDG(10),CG,DC,
DPTPC 5 DPTPC=0.
DPTPC 6 RETURN
DPTPC 7 END
FTETA SUBROUTINE FTETA
FTETA 1 COMMON
FTETA 2 1/FL0W/AL,P,T,R00,RO0,ROW,R0M,OMU,OMU,WMI,C
FTETA 3 MU,PO,FG,FW,ROW,RO,RO,
2BH,ROW,VO,VO,VH,OM,OM,WM,OM,OM,GO,GO,GO,GO,
FTETA 4 QW,VQ0,VQ0,VW,VQ0,
FTETA 5 30AMHA,RO0,S,0,PRUD,PC,AL,MDDA,DPTP,TETA
FTETA 6 1/CASLI /LD,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PKK,DPK,
FTETA 7 PC,TPC(21),LC(21),NSI,
FTETA 8 2TETA(10),TP(10),TI(10),
FTETA 9 TETA=FTABLI(1),TETA1,TETA,TETA,NYP=AI
FTETA 10 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,DPTP,TETA

```


FRAG	4	2RM, R0W, V0, VG, VU, O0, R0, WM, GG, G0W, R0, R0, R0, R0.
		Q0W, V00, V0G, V0W, V0, O0,
FRAG	5	3GANNH, P00, S, 0, FRU, R, ALHND, DPT, TETA
FRAG	6	1/FLOC00/T0, P0, R00, R00, R00, O0U, O0U, G0U, W0U, W0U
		0, F00, F00, F00, F0W, W0W,
FRAG	7	2X0(20), V0(20), Z0(20), R00, R00, G00, G0W, R0W, R00W
FRAG	8	0, O00, O00, W00, G00,
FRAG	9	30A M00, N000, R00(5), V000(5), RPK0, TAV0
		A=200, P000, 0.071207+18A,
FR	10	
FR	11	R07/2/273, 15
FR	12	C=0.0634-17.4.0
FR	13	O00.02777/001000.
FR	14	T=014.00
FR	15	T=0.0.0.0.0.0.15
FR	16	CONFR000=0+273.15/001000.777
FR	17	RETURN
FR	18	END
FR	19	SUBROUTINE FROM
FR	20	COMMON
FR	21	1/FLOW, AL, P, T, R00, R00, R0W, R0W, O0U, O0U, W0U, W0U, C
		U0, F0, F0, F0, F0W, R0, R0,
FR	22	000, R00, V0, VG, VU, O0, R0, W0, G0W, G0W, G0, R0, G0,
		R0W, V00, V0G, V0W, V0W,
FR	23	3GANNH, P00, S, 0, FRU, R, ALHND, DPT, TETA
FR	24	1/FLOC00/T0, P0, R00, R00, R00, O0U, O0U, G0U, W0U, W0U
		0, F00, F00, F00, F0W, W0W,
FR	25	2X0(20), V0(20), Z0(20), R00, R00, G00, G0W, R0W, R00W
		0, O00, O00, W00, G00,
FR	26	30A M00, N000, R00(5), V000(5), RPK0, TAV0
FR	27	R0W=R0W
FR	28	RETURN
FR	29	END
FR	30	SUBROUTINE FROM
FR	31	COMMON
FR	32	1/FLOW, AL, P, T, R00, R00, R0W, R0W, O0U, O0U, W0U, W0U, C
		U0, F0, F0, F0, F0W, R0, R0,
FR	33	000, R00, V0, VG, VU, O0, R0, W0, G0W, G0W, G0, R0, G0,
		R0W, V00, V0G, V0W, V0W,
FR	34	3GANNH, P00, S, 0, FRU, R, ALHND, DPT, TETA
FR	35	1/FLOC00/T0, P0, R00, R00, R00, O0U, O0U, G0U, W0U, W0U
		0, F00, F00, F00, F0W, W0W,
FR	36	2X0(20), V0(20), Z0(20), R00, R00, G00, G0W, R0W, R00W
		0, O00, O00, W00, G00,
FR	37	30A M00, N000, R00(5), V000(5), RPK0, TAV0
FR	38	V0=R0W
FR	39	RETURN
FR	40	END
FR	41	SUBROUTINE FROM
FR	42	COMMON
FR	43	1/FLOW, AL, P, T, R00, R00, R0W, R0W, O0U, O0U, W0U, W0U, C
		U0, F0, F0, F0, F0W, R0, R0,
FR	44	000, R00, V0, VG, VU, O0, R0, W0, G0W, G0W, G0, R0, G0,
		R0W, V00, V0G, V0W, V0W,
FR	45	3GANNH, P00, S, 0, FRU, R, ALHND, DPT, TETA
FR	46	1/FLOC00/T0, P0, R00, R00, R00, O0U, O0U, G0U, W0U, W0U
		0, F00, F00, F00, F0W, W0W,
FR	47	2X0(20), V0(20), Z0(20), R00, R00, G00, G0W, R0W, R00W
		0, O00, O00, W00, G00,
FR	48	30A M00, N000, R00(5), V000(5), RPK0, TAV0
FR	49	V0=R0W
FR	50	RETURN
FR	51	END
FR	52	SUBROUTINE FROM
FR	53	COMMON
FR	54	1/FLOW, AL, P, T, R00, R00, R0W, R0W, O0U, O0U, W0U, W0U, C
		U0, F0, F0, F0, F0W, R0, R0,
FR	55	000, R00, V0, VG, VU, O0, R0, W0, G0W, G0W, G0, R0, G0,
		R0W, V00, V0G, V0W, V0W,

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 0.
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, COU1, POU1, POM1, ONU1, GMI,
FT	6	NU1, FO1, FG1, FW1, FOW1, A1, CG1,
FT	7	ZOU1, POU1, VO1, VG1, VU1, OU1, SM1, WM1, OGM1,
FT	8	POM1, RO1, RG1, RW1, COM1
FT	9	COU1, POU1, POM1, ONU1, GMI,
FT	10	30ANNA1, PGO1, PGM1, PPL
FT	11	1/FLON/ T2, P2, COU2, POU2, POM2, ONU2, GMI,
FT	12	NU2, FO2, FG2, FW2, FOW2, A2, CG2,
FT	13	ZOU2, POU2, VO2, VG2, VU2, OU2, SM2, WM2, OGM2,
FT	14	POM2, RO2, RG2, RW2, COM2,
FT	15	COU2, POU2, POM2, ONU2, GMI,
FT	16	30ANNA2, PGO2, PGM2
FT	17	1/CKBA/CKL/PS, SL(10), SS(12), ND(7), LL(1), DD(1)
FT	18	01, HTSTA, TETA, L(10),
FT	19	ZTCTAT(10), TP(10), TL(10)
FT	20	TET2-(T1-T2)*AI/CKBI,
FT	21	PTURN
FT	22	END
FT	23	SUBROUTINE FROM
FT	24	COMMON
FT	25	1/FLON/AL, P, T, RCO, PGO, PGM, POU, ONU, GMI, WMI, C
FT	26	NU, FO, FG, FW, FOW, A, CG,
FT	27	ZOU, POU, VO, VG, VU, OU, SM, WM, OGM, POM, RO, RG, RW,
FT	28	QW, VQ, VQG, VQW, VQOW, W,
FT	29	30ANNA, PGO, S, J, FRUC, PC, ALHADA, DPTP, TSTA
FT	30	1/RODCK/A, R
FT	31	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ
FT	32	CALL CT
FT	33	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСТОТЫ
FT	34	CALL PGO
FT	35	CALL PRG
FT	36	CALL PRW
FT	37	ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА
FT	38	CALL PRGO
FT	39	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕДЕННЫХ РАСХОДОВ
FT	40	ГАЗА, ВОДЫ И ЧИСТОТЫ
FT	41	CALL PUGH

```

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*P0+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*P0/A
FROM 54      P0=P0
FROM 55      6 P0=C0*P0/(C2+P0*C0)
FROM 56      POME=1.-P0
FROM 57      V0=QW/P0
FROM 58      V0=RG/P0
FROM 59      VU=V0
FROM 60      P0=P0+Q0*P0
FROM 61      P1=P0+P0
FROM 62      POME=C00*P0+P00*P0 POME=P0
FROM 63      RETURN
FROM 64      END
TABLE 1 Q      ПИШТИОН P-TABLE1(X,Y,U,V,M,N)
TABLE 1 2      ПИШТИОН X(4),Y(4)
TABLE 1 3      IF (X-Y(1)) 1,1,2
TABLE 1 4      1 TABLE1=V(1)
TABLE 1 5      RETURN
TABLE 1 6      2 IF (X-Y(4)) 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))
      RETURN
      END
FTABL113
FTABL114
FTABL115 1 FUNCT=ENDTABL2(X,V,X',H,Z,N,M)
FTABL116 2 DIMENSION ONX(N),VM(N),Z(N)
FTABL117 3 A=X
FTABL118 4 B=
FTABL119 5 IF(A.LB.XM(1))A=XM(1)
FTABL120 6 IF(A.GB.X(M))A=XM(N)
FTABL121 7 IF(A.LB.V(1))B=VM(1)
FTABL122 8 IF(A.GB.V(M))B=VM(M)
FTABL123 9 DO 1 I=2,N
FTABL124 10 IF(A-VM(I))2,2,1
FTABL125 11 CONTINUE
FTABL126 2 DO 3 J=2,N
FTABL127 3 IF(B-VM(J))4,4,3
FTABL128 4 CONTINUE
FTABL129 4 A=VM(I)-A
FTABL130 5 B=VM(J)-B
FTABL131 6 AA=XM(I)-XM(I-1)
FTABL132 7 BB=VM(J)-VM(J-1)
FTABL133 8 FTABL1=(+1/J)*AA-A+Z(-1,J)*A*(BB-B)+
FTABL134 9 -(Z(I,J-1)*(AA-A)+Z(I-1,J-1)*B+BB)/(A*BB)
FTABL135 9 RETURN
FTABL136 10 SUBROUTINE KTRN(X,A,B,C,F,K)
KTRN1 1 REAL X,A,B,F
KTRN1 2 DIMENSION K(4)
KTRN1 3 K(1)=X
KTRN1 4 K(2)=A
KTRN1 5 K(3)=B
KTRN1 6 K(4)=F
KTRN1 7 V=K(1)
KTRN1 8 IF(VA)2,2,1
KTRN1 9 1 K(1)
KTRN1 10 1 Y=
KTRN1 11 RETURN
KTRN1 12 2 GATS1=K(1),VA1
KTRN1 13 3 IF(C-1*(Y))2,2,5
KTRN1 14 4 K(2)=K(1)+Y
KTRN1 15 4 RETURN
KTRN1 16 5 X=(X+K(2))/2
KTRN1 17 6 IF(ABS(X-K(2))GT1E-4)2
KTRN1 18 7 IF(SIG(X))4,4,2
KTRN1 19 8 K(2)=X
KTRN1 20 9 GOTO 6
KTRN1 21 9 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 ПАР. 1 10ЧИТАНО 071 КАРТ (005 ТР.)
 ПАР. 2 13ЗАПИСАНО 071 КАРТ (005 ТР.)

Лаборатория эксплуатации скважин ВГПИ (система поток)

Приложение 2.

РАСЧЕТ РАДИАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ

ИСТОЧНИКОВ В РАДИОНАЛИЗОВАННОЕ
НОМЕР 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
РАДИУС РАДИОНАЛИЗАЦИИ	212,0	КГ/ММ.СМ
ТЕМПЕРАТУРА 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
РАДИУС РАДИОНАЛИЗАЦИИ		
ИСТОЧНИК	0,84700	Г/ММ.СМ
РАДА	0,60000	(70 ВЛЗУММ)
РАДА	1,00000	Г/ММ.СМ
РАДИУС РАДИОНАЛИЗАЦИИ		
ИСТОЧНИК	2,23700	Г/ММ.СМ
РАДА		
ИСТОЧНИК	2,00000	СМ
РАДА	2,00100	СМ
РАДА	1,00000	СМ
КОЭФФИЦИЕНТ РАДИОНАЛИЗАЦИИ	0,000	ДЕНА/ММ.СМ

ИЗМЕНЕНИЕ РАДИОНАЛИЗАЦИИ В РАДИАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ

РАДИУС РАДИОНАЛИЗАЦИИ	1,0	21,0	21,0
РАДИУС РАДИОНАЛИЗАЦИИ	1,0	24,0	140,0

ДАВЛЕНИЕ ЗАКАЧЕВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ
 ОСНОВНОЙ УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ГАЗА
 (ЧЕРЕЗ КЛАПАН)

35.0 КГ/ДЬ.СМ.
 300.0 КУБ.М/КУБ.М

КОНСТРУКЦИЯ СУБ ЖУИ

ГЛУБИНА (М)	0.0	100.0	100.0	200.0
ПЛОЩАДЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КВ.СМ)	30.0	30.0	50.0	50.0
ГЛУБИНА (М)	0.0	1300.0	1300.0	2000.0

СРЕДН. ДИАМЕТР ПОТОКА (ММ) 62.0 62.0 80.0 80.0

ГЛУБИНА (М) 0.0 100.0 100.0 200.0
 УГОЛ НАКЛАНА СУБЖУИ (ГРД) 0.0 0.0 20.0 20.0

РАДИУС КРИВИЗНЫ ЦИЛИНДИЧЕСКИХ ЧАСТЕЙ 0.800
 ФОРМУЛА ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ПОСЛЕДНЕЙ И РАСХОД ГАЗА
 НА ЕДИНИЦУ ВРЕМЕНИ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОСТАВКИ ГАЗА

СВЕДЕНИЯ НЕ МОЖЕТ КОСТАНИРОВАТЬ

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. ЧИСЛО	СКОРОСТЬ ГАЗА В РАБОЧ. ПОТОКЕ	СКОРОСТЬ ВОЗДУХА В РАБОЧ. ПОТОКЕ	НАСИЩЕН. СЛОЙ	НАСИЩЕН. ЦЕНТРИ	НАСИЩЕН. ПОТОК
1714.1	110.34	110.14	0.000	0.164	0.332
1715.1	110.00	110.00	0.000	0.167	0.333
1716.1	110.34	110.34	0.000	0.162	0.334
1717.1	110.34	110.34	0.000	0.164	0.334
1718.1	110.40	110.60	0.000	0.164	0.334
1719.1	110.47	110.47	0.000	0.163	0.337
1720.1	110.34	110.34	0.000	0.167	0.338
1721.1	110.31	110.31	0.000	0.165	0.339
1722.1	109.50	109.50	0.000	0.160	0.340
1723.1	109.37	109.37	0.000	0.159	0.341
1724.1	957.44	747.35	0.434	0.090	0.474
1725.1	570.44	374.80	0.441	0.087	0.463
1726.1	401.37	266.17	0.468	0.084	0.448
1727.1	647.67	370.66	0.488	0.080	0.432
1728.1	714.37	408.17	0.512	0.076	0.412
1729.1	784.67	470.66	0.541	0.071	0.388
1730.1	856.37	497.24	0.573	0.066	0.367
1731.1	1153.37	601.24	0.604	0.060	0.333
1732.1	1311.64	647.66	0.644	0.054	0.307
1733.1	1480.37	670.67	0.719	0.044	0.244

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 промысловыми данными
- Использованная литература
- Приложение 1
- Приложение 2