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

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ФОНТАННОГО И ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКОВ

РД 39-I-290-79

Москва - 1980

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Министра

А.Ь.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 позволяет 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.	Блюшин 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.
АзНИПИнефть	д.т.н.,проф.	Пирвердян А.М.
СибНИИНП	к.т.н.	Попов В.А.
		Шиб[illegible]нов 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-I-290-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 6II
от I2.I2.79г.
Срок введения с 0I.06.80г.
Срок действия до

I. 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, позводяющей 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 формуле 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;

$\ell_к$ - 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;

$P_у$ - давление на устье;

$T_у$ - температура на устье;

$P_з$ - давление на забое;

$T_з$ - температура на забое;

$Q_к$ - расход газа через рабочий клапан;

$P_{кл}$ - давление в потоке на уровне рабочего клапана;

$\rho_н$ - плотность нефти;

$\rho_г$ - плотность газа;

$\rho_в$ - плотность воды;

$\rho_{см}$ - плотность смеси;

$\rho_{но}$ - плотность нефти в нормальных условиях;

$\rho_{го}$ - плотность газа в нормальных условиях;

$\varphi_н$ - насыщенность потока нефтью;

$\varphi_г$ - насыщенность потока газом;

$\varphi_в$ - насыщенность потока водой;

$v_н$ - скорость нефти;

$v_г$ - скорость газа;

$v_в$ - скорость воды;

$m_н$ - массовый расход нефти;

$m_г$ - массовый расход газа;

$m_в$ - массовый расход воды;

$m_{гн}$ - масса газа, растворенного в единице массы нефти;

$q_н$ - приведенный расход нефти;

$q_г$ - приведенный расход газа;

$q_в$ - приведенный расход воды;

$q_ж$ - приведенный расход жидкости (нефть + вода);

Γ - газовый фактор нефти, $нм^3/м^3$;

n - процент воды;

$\mu_н$ - вязкость нефти;

$\mu_г$ - вязкость газа;

$\mu_в$ - вязкость воды;

$\beta_г$ - расходное газосодержание;

$\beta_н$ - расходное нефтесодержание;

$\beta_в$ - расходное водосодержание;

λ - коэффициент сопротивления;

$\left(\frac{\partial P}{\partial l}\right)_{тр}$ - потери давления в потоке, вызванные его трением о стенки труб;

τ_0 - коэффициент сдвига;

θ - угол между вертикалью и осью скважины;

g - ускорение свободного падения;

$Q_ж$ - дебит жидкости;

$\rho_{в0}$ - 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.

$$\frac{dP}{dl} = g\rho_{см}\cos\theta + \left(\frac{\partial P}{\partial l}\right)_{тр} \qquad (I)$$

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

$$P\big|_{l=l_0} = P_0 \qquad (2)$$

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 P и расстояния l рассматриваемой точки потока от устья скважины (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

$$\rho_в \varphi_в S v_в = m_в \quad ; \qquad (3)$$

- нефти

$$\rho_н \varphi_н S v_н = m_н \quad ; \qquad (4)$$

- газа

$$\rho_г \varphi_г S v_г + m_{гн} \rho_н \varphi_н S i_н = m_г \quad . \qquad (5)$$

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

$$m_н = Q_ж \frac{100 - n}{100} \rho_{но} \quad ; \qquad (6)$$

$$m_г = \left(Q_ж \frac{100 - n}{100} r + Q_к \right) \rho_{го} \quad ; \qquad (7)$$

$$m_в = Q_ж \frac{n}{100} \rho_{во} \qquad (8)$$

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

$$T = T_у + \frac{T_з - T_у}{L} \ell \quad . \qquad (9)$$

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 - 350^0 К, и ошибка в расчете температуры потока на 2-3^0 приводит к небольшим относительным погрешностям.

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

$$F_н(\rho_н, P, T) = 0 \qquad (10)$$

$$F_г(\rho_г, P, T) = 0 \qquad (11)$$

$$F_в(\rho_в, P, T) = 0 \qquad (12)$$

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_o , растворенного в единице объема нефти (также в нормальных условиях), следующим образом:

$$m_{гн} = \frac{\rho_{го}}{\rho_{но}} V_o \qquad (13)$$

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

$$V_o = V_o(P, T) \qquad (14)$$

общий вид которой представлен на рис. I.

Из уравнений (3) - (5) получается

$$v_в \varphi_в = q_в \quad ; \tag{I5}$$

$$v_н \varphi_н = q_н \tag{I6}$$

$$v_г \varphi_г = q_г \tag{I7}$$

где

$$q_в = \frac{m_в}{\rho_в \cdot S} \; ; \; q_н = \frac{m_н}{\rho_н S} \; , \; q_г = \frac{m_г - m_{гн} \cdot m_н}{\rho_г \cdot S} \tag{I8}$$

Используя связь между насыщенностями потока нефтью, газом и водой

$$\varphi_н + \varphi_г + \varphi_в = 1 \tag{I9}$$

Из равенств (I5) - (I7), (I9) получается

$$\varphi_н = 1 - \varphi_г - \varphi_в$$

$$v_в = \frac{q_в}{\varphi_в} \; ; \; v_н = \frac{q_н}{\varphi_н} \; ; \; v_г = \frac{q_г}{1 - \varphi_н - \varphi_в} \; . \tag{20}$$

Связь между расходными и истинными насыщенностями имеет вид

$$\beta_н = \frac{v_н \varphi_н}{v_н \varphi_н + v_г \varphi_г + v_в \varphi_в} \tag{2I}$$

$$\beta_г = \frac{v_г \varphi_г}{v_н \varphi_н + v_г \varphi_г + v_в \varphi_в} \tag{22}$$

$$\beta_в = \frac{v_в \varphi_в}{v_н \varphi_н + v_г \varphi_г + v_в \varphi_в} \tag{23}$$

Эти соотношения (2I) - (23) с использованием равенств (I5) - (I7) представляются в виде

$$\beta_н = \frac{q_н}{q_н + q_в + q_г} \; ; \tag{24}$$

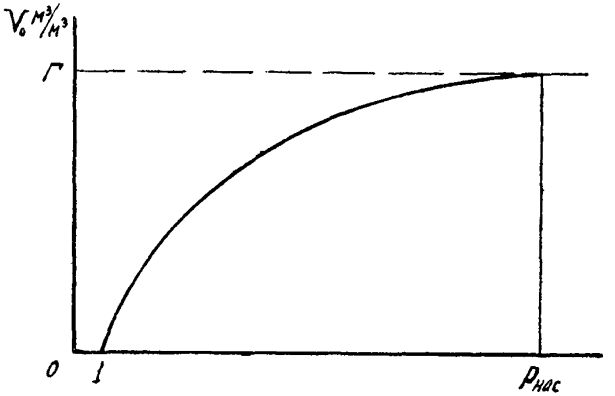

Рис. 1

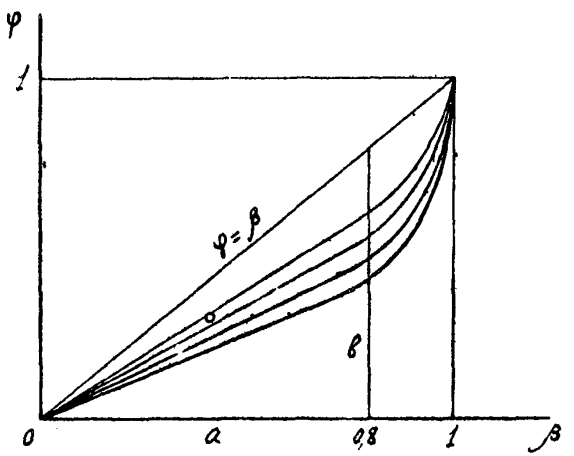

Рис. 2

$$\beta_г = \frac{q_г}{q_н + q_в + q_г}; \qquad (25)$$

$$\beta_в = \frac{q_в}{q_н + q_в + q_г}. \qquad (26)$$

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

$$f_г(\beta_г, \varphi_г) = 0; \qquad (27)$$

$$f_в(\beta_в, \varphi_в) = 0 \qquad (28)$$

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 ($v_г$) и воды ($v_в$) через скорость нефти ($v_н$) и относительные скорости ($v_{гн}$ и $v_{вн}$).

$$v_г = v_н + v_{гн};$$

$$v_в = v_н + v_{вн}$$

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 /I/. Для условий эксплуатации скважины Самотлорского месторождения значения коор-

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

$$a = 0{,}8 \; ; \quad b = 0{,}73$$

Если все входящие в уравнения (27), (28) параметры ($v_н$, $v_г$, $v_в$, $\varphi_н$, $\varphi_г$, $\varphi_в$, $\beta_н$, $\beta_г$, $\beta_в$ ...) выразить с помощью равенств (20), (24) - (26) через насыщенности потока газом ($\varphi_г$) и водой ($\varphi_в$), то уравнения (27), (28) превратятся в систему двух уравнений с двумя неизвестными $\varphi_г$ и $\varphi_в$.

В математическом обеспечении ЭВМ имеются программы решения таких систем уравнений.

В результате решения системы уравнений (27), (28) определяются значения $\varphi_г$ и $\varphi_в$. Далее формулы (20) позволяют определить насыщенность потока нефтью ($\varphi_н$) и скорости фаз.

После этого плотность потока ($\rho_{см}$) подсчитывается по формуле

$$\rho_{см} = \rho_н \varphi_н + \rho_г \varphi_г + \rho_в \varphi_в \qquad (29)$$

Таким образом, совокупность равенств и уравнений (6) - (I4), (I8), (20),(24) - (26),(29) позволяют вычислить величину первого слагаемого правой части дифференциального уравнения (I) при заданных значениях P и ℓ.

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 распространению получила формула Дарси-Вейсбаха

$$\left(\frac{\partial P}{\partial \ell}\right)_{тр} = \lambda \rho \frac{v^2}{2d} \qquad (30)$$

в которой ρ и v - величины, имеющие размерность плотности и скорости (например, $\rho_н$ и $v_н$); 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 ($P_к$);
- устьевое давление ($P_у$);

Требуется определить глубину установки рабочего клапана ($H_к$) и расход газа через него ($Q_к$).

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 компремированного 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 $P_з$ до $P_у$ при начальном условии

$$P\big|_{\ell=L} = P_з \qquad (3I)$$

и $Q_к = 0$. Если при этом для $P = P_у$ оказывается $\ell \leq 0$ то делается вывод: скважина может фонтанировать.

Во втором этапе дифференциальное уравнение (I), интегрируется в промежутке от $P_з$ до $P_к$. При начальном условии (3I) и $Q_к = 0$. Полученное значение ℓ при $P = P_к$ 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 $P = P_у$ является функцией расхода газа через клапан $Q_к$, т.е.

$$\ell\big|_{P=P_у} = f(Q_к)$$

значение которой определяется интегрированием дифференциального уравнения (I) в промежутке от $P_к$ до $P_з$ при начальном условии

$$\ell\big|_{P=P_к} = \ell_к \qquad (32)$$

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

$$f(Q_к) = 0 \qquad (33)$$

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.

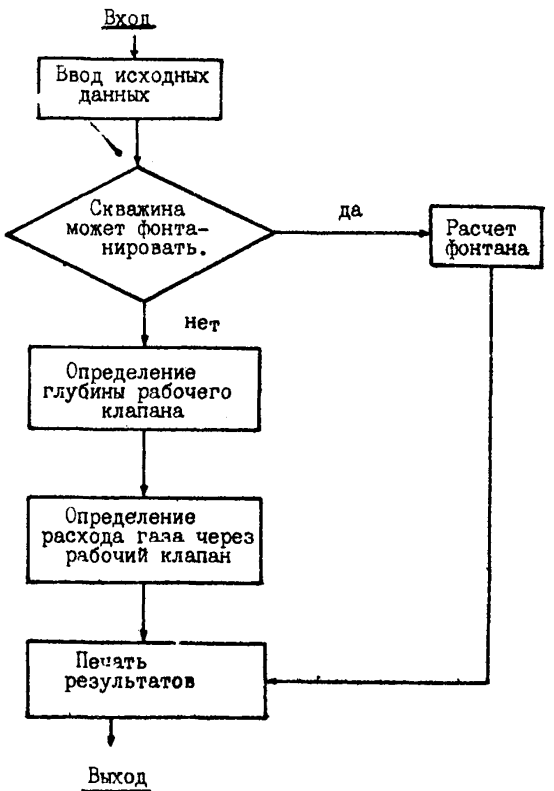

Рис.3

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 (I0) плотность нефти $\rho_н$ при определенных значениях P и T.

Подпрограмма *FROG* определяет по уравнению (II) плотность газа $\rho_г$ при определенных значениях P и T.

Подпрограмма *FROG* определяет по уравнению (I2) плотность воды $\rho_в$ при определенных значениях P и T.

Подпрограмма *FMGO* определяет по формулам (I3), (I4) массу выделившегося газа из единицы массы нефти $m_{гн}$ при определенных значениях P и T.

Подпрограмма *QOGW* определяет по формулам (I8) величины $q_н$, $q_г$, $q_в$ при определенных значениях $m_н, m_г, m_в$, $m_{гн}, \rho_н, \rho_г, \rho_в$. 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 $\rho_н$, газа $\rho_г$, воды $\rho_в$, (путем обращения к подпрограммам FROO, FROG, FROW);
- массу выделившегося газа $W_{гн}$ (путем обращения к подпрограмме FMGO);
- приведенные расходы нефти $q_н$, газа $q_г$ и воды $q_в$ (путем обращения к подпрограмме QOGW);
- расходные содержания газа $\beta_г$ и воды $\beta_в$ (по формулам (25), (26).

После этого в подпрограмме решается система уравнений (27), (28)*/ и определяются $\varphi_г$ и $\varphi_в$. Затем по формулам (20) определяются скорости нефти $v_н$, газа $v_г$ и воды $v_в$, насыщенность нефтью $\varphi_н$ и, наконец, по формуле (29) определяется плотность движущейся в потоке смеси $\rho_{см}$.

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

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

Подпрограмма F ФОНТ (P, ℓ, F) определяет величину F, обратную правой части дифференциального уравнения (I) при заданных значениях P и ℓ. При этом величины ρ, $Cos\theta$, $\left(\frac{\partial P}{\partial \ell}\right)_{тр}$ 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 $FTKЛ(Q_к)$ при заданном значении расхода газа $Q_к$ через рабочий клапан осуществляет:

- вычисление массового расхода газа $m_г$ по формуле (7),
- интегрирование дифференциально о уравнения (I) в промежутке от $P_к$ до $P_у$ при начальном условии о

$$\ell/_{P=P_к} = \ell_к \quad ;$$

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

Помимо п речисленных подпрограмм, в программе используютс п дпрограмм об его назначения.

Подпрограмма-функция $FTABL1$ (X XM, YM, N) определяет дл аргумента X знач ение функции, заданной таблично (XM YM - масс вые значения аргумента и функции размерности N).

Подпрограмма $KERNL$ (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 = I в случае, если корень найден в промежутке (A, B)

Подпрограмма $INTSTP$ (N, DP, P, ℓ, 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 ℓ . В подпрограмме P заменяется на $P+DP$, а ℓ 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.I. 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 подпрограмм 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:

AL - 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);

PO - давление в нормальных условиях (P_0);

TO - температура в нормальных условиях (T_0);

$PУ$ - давление на устье (P_y);

$TУ$ - температура на устье (T_y);

$PЗ$ - давление на забое ($P_з$);

$TЗ$ - температура на забое ($T_з$);

Q_K - расход газа через рабочий клапан ($Q_к$);

$P_{КЛ}$ - давление в потоке около рабочего клапана ($P_к$);

ROO - плотность нефти ($\rho_н$);

ROG - плотность газа ($\rho_г$);

ROW - плотность воды ($\rho_в$);

ROM - плотность смеси ($\rho_{см}$);

ROOO - плотность нефти в нормальных условиях ($\rho_{но}$);

ROGO - плотность газа в нормальных условиях ($\rho_{гс}$);

ROWO - плотность воды в нормальных условиях ($\rho_{вс}$);

FO - насыщенность потока нефтью ($\varphi_н$);

FG - насыщенность потока газом ($\varphi_г$);

FW - насыщенность потока водой ($\varphi_в$);

VO - скорость нефти ($v_н$);

VG - скорость газа ($v_г$);

VW - скорость воды ($v_в$);

OM массовый расход нефти ($m_н$);

GM массовый расход газа ($m_г$);

WM массовый расход воды ($m_в$);

GOM масса газа, растворенного в единице массы нефти ($m_{гн}$)

QO - приведенный расход нефти ($q_н$);

QG - приведенный расход газа ($q_г$);

QW - приведенный расход воды ($q_в$);

QЖ - приведенный расход жидкости (нефть + вода) ($q_ж$);

Г - газовый фактор ($Г$);

N - процент воды (n);

QMV - вязкость нефти ($\mu_н$);

GMV - вязкость газа ($\mu_г$);

WMV - вязкость воды ($\mu_в$);

BETA - расходное газосодержание ($\beta_г$);

DPTP — $\left(\frac{\partial P}{\partial \ell}\right)_{тр}$;

TAYO — τ_0

ЛЯМБДА - коэффициент трения (λ).

Общий блок *BMGO* 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 от β_r

° A - абсцисса точки;

B - ордината точки.

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

ROO1 - плотность нефти в забойных условиях ($\rho_{нз}$);

ROG1 - плотность газа в забойных условиях ($\rho_{гз}$);

ROW1 - плотность воды в забойных условиях ($\rho_{вз}$):

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

SL(10) - массив значений расстояний от устья скважины до рассматриваемой точки потока;

SS(10) - 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 (IO) - аналогично *SL* (IO);

DD (IO) - аналогично *SS* (IO);

NS - аналогично *NS*

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

TETAL (IO) - аналогично *SL* (IO) ;

TETAT (IO) - аналогично *SS* (IO);

*N*TETA - аналогично *NS*

4.2. ПРОГРАММА ГАЗЛИФ

Эта программа осуществляет следующие действия.

I. 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 $Q_K=0$.

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

Программа ГАЗЛИФ содержит все общие блоки переменных.

Блок-схема программы приведена на рис. 4.

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

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

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

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

Подпрограмма *FK00* определяет плотность нефти $\rho_н$ при определенных значениях ρ и T по уравнению состояния (10), в качестве которого используется уравнение

$$\rho_н = \rho_{но} + (\rho - \rho_с)\frac{\rho_{нз} - \rho_{но}}{\rho_з - \rho_с}$$

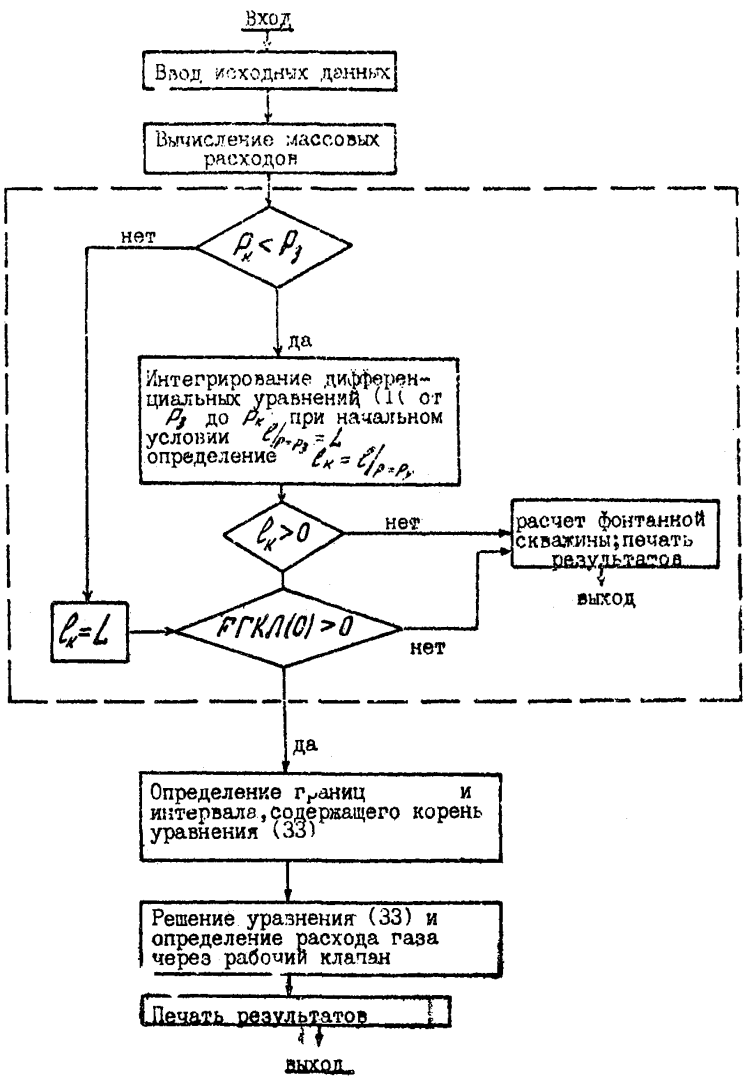
Вход
Ввод исходных данных
Вычисление массовых расходов
нет
$P_к < P_з$
да
Интегрирование дифференциальных уравнений (1(от $P_з$ до $P_к$ при начальном условии $\ell_{P=P_з} = L$ определение $\ell_к = \ell_{P=P_к}$
$\ell_к > 0$
нет
расчет фонтанной скважины; печать результатов
выход
$\ell_к = L$
$FГКЛ(0) > 0$
нет
да
Определение границ и интервала, содержащего корень уравнения (33)
Решение уравнения (33) и определение расхода газа через рабочий клапан
Печать результатов
выход

Рис.4

Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *BLOCOI*

Подпрограмма *FROG* определяет плотность газа $\rho_г$ при определенных значениях P и T по уравнению состояния (II), в качестве которого используется уравнение

$$\rho_г = \rho_{г0} \frac{P T_0}{P_0 T}$$

Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FROW* определяет плотность воды $\rho_в$ при определенных значениях P и T по уравнению состояния (I2), в качестве которого используется уравнение.

$$\rho_в = \rho_{в0}$$

Подпрограмма содержит общий непомеченный блок.

Подпрограмма *FMGO* сначала с помощью подпрограммы *FTABL1* осуществляет определение V_0 при определенном значении P из таблиц, составленных по кривой разгазирования и размещенных в общем блоке *BMGO* при вводе исходных данных в основной программе ГАЗЛИФ, а затем вычисляет значение $\tilde{m}_{см}$ по формуле (I3). Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *BMGO*.

Подпрограмма *QOGW* 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:

$$C_г = \begin{cases} \frac{C}{a}\beta_г & \text{при } 0 \le \beta \le a \\ C_3 + \beta_г(C_2 + \beta C_1) & \text{при } a \le \beta \le 1 \end{cases}$$

в первом из которых

$$c_1 = \frac{(c\ e)}{a_1(a-1)^2}\ ;\quad c_2 = \frac{e}{a} - 2a c_1\ ;\quad c_3 = 1 - c_1 - c_2$$

а вел чины a и e вводятся в составе исходных данных основной п ограммой ГАЗЛИФ и представляют координаты точки на кривой зависимости $\varphi_г$ от $\beta_г$ (см. рис.2). Подпрограмма содержит общий непомеченный блок и общий блок *KALBET* .

Подпр грамма *DPDLTP* вычисляет градиент давления $\left(\frac{\partial P}{\partial \ell}\right)_{тр}$ вызванный трением потока о стенки труб по следующим формулам

$$Re = \begin{cases} \dfrac{v\,\rho_н\varphi_н + v_г\rho_г\varphi_г + v_в\rho_в\varphi_в}{\mu_н}\,d & \text{при } \tilde{c}_0 = 0 \\ \dfrac{v_н\rho_н\varphi_н\ v_г\rho_г\varphi_г + v_в\rho_в\varphi_в}{1 + i\,\dfrac{d}{6\,v_н\mu_н}} & \text{при } \tilde{c}_0 > 0 \end{cases}$$

При $\tilde{c}_0 = 0$

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

При $\tilde{c}_0 > 0$

$$\lambda = \begin{cases} \dfrac{1,1 - 1,3\varphi_г}{Re^{0,8}} & \text{при } \varphi_г \le 0,845 \\ \dfrac{0,015}{Re^{0,8}} & \text{при } \varphi_г > 0,845 \end{cases}$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial \ell}\right)_{тр} = \Lambda_{d_к}\,\lambda\,\rho_{см}\,\frac{(v_г\varphi_г + v_н\varphi_н + v_в\varphi_в)^2}{2\,d}$$

Подпрограмма содержит общий непомеченный 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 ГАЗЛИФ 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 промысловых исследований.

Примерами 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 выдумываются аппроксимирующие 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 промысловых исследований.

Рассчитанное 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

$$P = P_p(\ell, a, b) ,$$

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

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

Составляется функционал

$$\Phi(a, b, \ldots) = \sum_{i=1}^{n} \left| P_0(l_i, a, b, \ldots) - P_\varphi(l_i) \right| \delta_i$$

в котором l_i – значения глубины, взятые с некоторым шагом ($l_0 = 0$, $l_n = l_{\text{окв}}$), $P_\varphi(l_i)$ – замеренное значение давления в потоке на глубине l_i ($i = 1, 2, \ldots, n$), δ_i – наклон весовой функции.

Находятся такие значения a, $b_э$, ... параметров a, ..., при которых функционал Φ a, b, ...) имеет минимальное значение. Для отыскания минимального значения функции нескольких переменных имеются стандартные программы в библиотеке подпрограмм любой современной ЭВМ.

Определенные таким образом значения a, $b_э$ ... параметров принимаются в фактические (экспериментально определенные)

Приложение 1

```
      SUBROUTINE BMBBBK
C
C      ПОДПРОГРАММА BMBBBK ОСУЩЕСТВЛЯЕТ РАСЧЕТ Г
                                  АЗЛИФТА С
C      ПОМОЩЬЮ СИСТЕМЫ ПОДПРОГРАММ «ПОТОК»
      INTEGER NAMEM(3),KKERN
      DIMENSION V(20),EXFL(20),EXPP(20)
      EXTERNAL FDVP,FDVL,FL
      COMMON
     1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,OMU,GMU,WMU,C
                                  MU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
     2BW,BOW,VO,VG,VW,OM,GM,WM,OGM,GOM,GO,GG,GW,
                                  GOW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
     3GAMMA,PGO,S,D,ERUD,RE,ALMBDA,DPTP,TETA
     1/BLOC00/T0,P0,ROO0,ROG0,ROW0,OMU0,GMU0,WMU
                                  0,FO0,FG0,FW0,FOW0,WN0,
     2X0(20),V0(20),Z0(20),GO0,GG0,GW0,GOW0,GOGW
                                  0,OM0,GM0,WM0,OGM0,
     3GAMMA0,NGO0,PGO0(5),VGO0(5),QPK0,TAV0
     1/BLOC01/T1,P1,ROO1,ROG1,ROW1,ROM1,OMU1,GMU
                                  1,WMU1,CMU1,FO1,FG1,FW1,
     2FOW1,X1(20),V1(20),Z1(20),GO1,GG1,GW1,GOW1
                                  ,GOGW1,OM1,GM1,WM1,OGM1,
     3GAMMA1,PGO1,QPK1,DPL
     1/BLOC02/T2,P2,ROO2,ROG2,ROW2,ROM2,OMU2,GMU
                                  2,WMU2,CMU2,FO2,FG2,FW2,
     2FOW2,X2(20),V2(20),Z2(20),GO2,GG2,GW2,GOW2
                                  ,GOGW2,OM2,GM2,WM2,OGM2,
     3GAMMA2,PGO2,QPK2
     1/CKBA/CKBL,NS,SL(10),SS(10),NL,DL(10),DO(1
                                  0),NTETA,TETAL(101),
     2TETAT(10),TP(101),TL(101)
     1/GASLIF/LG,PG,ALK,QK,QKV,QKMAX,PK,PCK,DPK,
                                  PG2,TPG(21),TLG(21),NSG,
     2SLG(10),SSG(10),NDG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                  DPTPG
     1/KOPPEK/A,B
C
C      ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.
      READ(50,100)NCKB,(NAMEM(I),I=1,3)
```

```
      WRITE(51,101)(NAMEN(I),I=1,3),NCK0
      READ(50,102)QOW0,WN0,CKPL,GAMMA1,P2,P1,PPL
                                  ,PP2,CKMAX,T2,T1,
     1P0,T0,ROO0,ROG0,ROW0,ROO1,OMU0,GMU0,WMU0,T
                                  AV0
      WRITE(51,103)QOW0,ROO0,WN0,CKMAX,CKPL,GAMMA
                                  1,P2,P1,PPL,T2,T1,P0,
     1T0,ROO0,ROG0,ROW0,ROO1,OMU0,GMU0,WMU0,TAV0
      READ(50,104)NGO0,(ROO0(I),VG0(I),I=1,NGO0
                                  )
      WRITE(51,105)(ROO0(I),I=1,NGO0)
      WRITE(51,106)(VGO0(I),I=1,NGO0)
      WRITE(51,102)
      READ(50,104)NS,(SL(I),SS(I),I=1,NS)
      WRITE(51,107)(SL(I),I=1,NS)
      WRITE(51,108)(SS(I),I=1,NS)
      READ(50,104)ND,(DL(I),DD(I),I=1,ND)
      WRITE(51,107)(DL(I),I=1,ND)
      WRITE(51,109)(DD(I),I=1,ND)
      READ(50,104)NTETA,(TETAL(I),TETAT(I),I=1,N
                                  TETA)
      WRITE(51,107)(TETAL(I),I=1,NTETA)
      WRITE(51,110)(TETAT(I),I=1,NTETA)
      READ(50,111)A,B
      WRITE(51,112)A,B
C
C       ПЕРЕВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ В СИСТЕМУ ЕДИНИЦ
                                  CGS
      QOW0=QOW0/.0864
      WN0=WN0/100.
      CKPL=CKPL*100.
      P2=P2*981000.
      P1=P1*981000.
      PPL=PPL*981000.
      PP2=PP2*981000.
      T2=T2+273.2
      T1=T1+273.2
      P0=P0*981000.
      T0=T0+273.2
      ROO0=ROO0*0.001297
      OMU0=OMU0/100.
      GMU0=GMU0/100.
      WMU0=WMU0/100.
      DO1I=1,NGO0
    1 ROO0(I)=ROO0(I)*981000.
      DO2I=1,NS
    2 SL(I)=SL(I)*100.
      DO3I=1,ND
      DL(I)=DL(I)*100.
    3 DD(I)=DD(I)/100.
      DO4I=1,NTETA
      TETAL(I)=TETAL(I)*100.
    4 TETAT(I)=TETAT(I)*3.1416/180.
      GAMMA=GAMMA1
C
C       ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ РАСХОДОВ НЕФТИ,ГАЗА,В
                                  ДЫ
```

```
      QM=QOW0*(1.-WN0)*ROG0
      GM=QOW0*(1.-WN0)*CAMMA1*ROG0
      WM=QOW0*WN0*ROW0
C
C
      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ФОНТАНИРОВАНИЯ
      WRITE(51,113)
      TP(101)=P1
      TL(101)=CKBL
      X=P1
      Y(1)=CKBL
      DY=(P2-P1)/100.
      DO3I=2,101
      CALL INTSTP(1,DX,X,Y,FDYL)
      J=102-I
      TP(J)=X
    5 TL(J)=Y(1)
      IF(Y(1))6,6,8
    6 WRITE(51,114)
      WRITE(51,116)
      METKA=1
      X=CKBL
      Y(1)=P1
      DY=-CKBL/50.
      DO3I=1,50
      CALL INTSTP(1,DY,X,Y,FDYP)
      PRL=X/100.
      PRP=Y(1)/981000.
      GOTO98

    7 CONTINUE
      GOTO99
C
C
      ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ РАБОЧЕГО КЛАПАНА И РА
                                  СХОДА ГАЗА
    8 WRITE(51,115)
      WRITE(51,118)
      X=0.
      YX0=Y(1)
      DOK=CKMAX*QOW0/20.
      DO3I=1,20
      X=X+DOK
      YX=FL(X)
      IF(YX-YX0)30,30,31
   30 YX0=YX
      IF(YX)10,12,9
    9 CONTINUE
   31 WRITE(51,119)QKMAX
      GOTO12
   10 QKA=X-DOK
      QKB=X
      EPSF=1.*QOW0
      CALL KERN1(X,QKA,QKB,FL,EPS,KKERN)
      IF(KKERN-1)11,12,11
   11 WRITE(51,120)
```

```
                11 WRITE(51,120)
                   GOTO99
                18 X=QKV*QOWO
                12 QK=Y
                   PRALK=ALK/100.
                   PRQK=QK*.0864
                   PRQKV=QK/QOWO
                   WRITE(51,125),PRALK,PRQK,PRQKV
                   WRITE(51,121),PRQK,PRQKV
C
C                  ПЕЧАТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТОКА
                                    В СКВАЖИНЕ
                20 METKA=2
                   WRITE(51,116)
                   GU=QOWO*(1.-WHO)* A**A1*.060
                   X=PI
                   V(1)=CKBL
                   DX=(PK-P1)/10.
                   DO131=1,10
                   CALL INTSTP(1,DY,X,V,FDVL)
                   GOTO9*
                13 CONTINUE
                   METKA=3
                   GU=(QOWO*(1.-WHO)*A**A1*A2*Q )*6060
                   DX=(P0-PK)/10.
                   DO14I=1,10
                   CALL INTSTP(1,DX,X,V,FDVL)
                   GOTO99
                14 CONTINUE
                   GOTO99
                99 PP1=V(1)/10.
                   PP=V(1)*100.
                   TT=-273.2
                   DENP=P0*T0/P0*0.81
                   WRITE(51,1)N,VI,WO,FO,FW,FG,ROH,RT
                                    ,PP,ALPHA,TROPTP
                   GOTO(2,13,14),METKA
                99 WRITE(51,200)
                   RETURN
              100 FORMAT(I4,7A4)
              101 FORMAT(10(1HX,'*'/),4X,'ОПТИМАЛЬНЫЙ ЭКСП
                                    ЛУАТАЦИОННЫЙ СКВАЖИН СНИЖ',3
                  1HX,44('-')/32X,'(ЗАПУСК)',/10X,'ДА
                                    СНЯТ ЗАПУСК) СКВАЖИНЫ
                  2',3X,3('-')/15X,'ПРОДОЛЖЕНИЕ
                                    ',I4/15H
              102 FORMAT(4A,0PF6.3,1PG,1
              103 FORMAT(20X,'ИСПОЛЬНЕ ЗАДАННОЙ
                  1 ',3('-'),' ЧИСЛО',
                  2'13,1'   ЧИЛ,1/2X,'ОБВОДНЕННОСТЬ',F14.1
                  3,'  ЧИСЛО ПЛА
                  4',F11.1,'  ЧИ','ЛАУ',
```

```
BBB  177          9,' КМБ,М/КМБ,А',/10X,'ДАВЛЕНИЕ НА УСТЬЕ',1
BBB  178          0,1,' КГ/КВ.СМ',/10X,
BBB  179          'ГО,1,' КГ/КВ.СМ',/10X,'ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ',
BBB  180          8,'ТЕМПЕРАТУРА НА УСТЬ
BBB  181          ФГ8,3,' КГ/КВ.СМ',/10X,'НОРМАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ',
BBB  182          ,'ПЛОТНОСТЬ Г НОРМ,УСЛОВ',/13X,'НЕФТИ',F19.
BBB  183          1,'ГАЗА',F20.5,'  Г/КУБ.СМ/13X,
BBB  184          ,'ПЛОТНОСТЬ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВ',/13X,'НЕФТИ',
BBB  185          '10X,'ВЯЗКОСТЬ В НОРМ,УСЛОВ',/13X,'НЕФТИ',F
BBB  186          4F20.5,' СП',/13X,'ВОДЫ',F20.5,' СП',/10X,'
BBB  187          ГО,1,' ДЕНА/КВ.СМ',/)
BBB  188     104 FORMA'(12,(1X,F8.0))
BBB  189     105 FORMA'(22X,'ЗНАЧЕНИЕ С КРИВОЙ В СТВОРНОСТИ
                       ГАЗА',/22X,'4(F8.-')/10X,
BBB  190          1,'ДАВЛЕНИЯ (КГ/КВ.СМ)',3X,10F8.1)
BBB  191     106 FORMA'(10X,'КОЛИЧЕСТВО РАСТВОРЕННОГО',/10X,
                       'ГАЗА (КМБ.М/КМБ.М)',6X,
BBB  192          11 F8.1)
BBB  193     107 FORMA'(/10X,'ГЛУБИНА (М)',24X,10F8.1)
BBB  194     108 FORMAT(10X,'ПЛОЩАДЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА (КВ.СМ)
                       ',9X,10F8.1)
BBB  195     1 0 FORMAT(10X,'ЭКВИВАЛЕНТНЫЙ ДИАМЕТР ПОТОКА (ММ)
                       ',9X,10F8.1)
BBB  196     110 FORMAT(10X,'УГОЛ НАКЛОНА СКВАЖИНЫ (ГРАД)',
                       7X,10F8.1)
BBB  197     111 FORMAT(2E6.0)
BBB  198     112 FORMAT('/10X,'ПАРАМЕТРЫ ПРИ ЭМПИРИЧЕСКИЙ
                       ='',F6.3/10X,'ФОРМУЛ ЗАВИ
BBB  199          1СИМОСТИ МЕЖДУ     Р='',F6.3/10X,'ИСТИННОЙ
                       РАСХОДНОЙ ГАЗО-'/10X,
BBB  200          2НАСЫЩЕННОСТЯМИ'/)
BBB  201     113 FORMAT('//' ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ФОНТАНИ
                       РОВАНИЯ'/1X,47('-')/)
BBB  202     114 FORMAT('/' СКВАЖИНА МОЖЕТ ФОНТАНИРОВАТЬ'/)
BBB  203     115 FORMAT('/' СКВАЖИНА НЕ МОЖЕТ ФОНТАНИРОВАТЬ'
                       /)
BBB  204     116 FORMAT('/120('-')/' ГЛУБИНА | СКОРОСТЬ| СКО
                       РОСТЬ| НАСЫЩЕН.| НАСЫЩЕН
BBB  205          1,' НАСЫЩЕН.|РАСХОДНЫЙ|ПЛОТНОСТЬ|  Т-РА  |
                       ДАВЛЕНИЕ|  |  ГИД
BBB  206          2РАВ.',/'/'  |  ГАЗА  |ЖИДКОСТИ|  Г
                       АЗОМ  |  НЕФТЬЮ |  ВОДОЙ
BBB  207          3  Ч  НАСЫЩЕН.|  СМЕСИ  |  ПОТОКА | В ПОТОКЕ
                       |  НАГРЕВА |  ПОТОКЕ |/'
BBB  208          4'  Л  Ч  СМ/СЕК |  СМ/СЕК |  |  ГАЗ
```

```
ВВВ  209   . 5ОМ  ,Г/КУБ.СМ ,  ГРАД С ,КГ/КВ.СМ ,
                                  ,КГ/КВСМ/КМ,/120(,-,))
ВВВ  210  117 FORMAT(F7.1,1X,2F10.2,2X,5(F7.3,3X),2(F7.1
                                  ,3X),2(F9.4,2X))
ВВВ  211  118 FORMAT(//, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ РАБОЧЕГО КЛ
                                  АПАНА И РАСХОДА ГАЗА,/
ВВВ  212     11X,62(,-,)/)
ВВВ  213  119 FORMAT(//, ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГАЗОЛИФТА Т-ЕБ
                                  УСТОЛ УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД,/
ВВВ  214     1, ГАЗА БОЛЬШЕ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО,,F7.
                                  1,,КУБ.М/КУБ.М,/)
ВВВ  215  120 FORMAT(, РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ РАБОЧИЙ КЛАПАН
                                  НЕ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ,/)
ВВВ  216  121 FORMAT(/, РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ РАБОЧИЙ КЛАПАН
                                  ,,F10.1,, КУБ.М/СУТ,//
ВВВ  217     1, УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ КЛАПАН,,F9.2,
                                  , КУБ.М/КУБ.М,/)
ВВВ  218  122 FORMAT(//22X,,КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ,/22X,20
                                  (,-,))
ВВВ  219  124 FORMAT(//5X,,ФАКТИЧЕСКОЕ,/,РАСПРЕДЕЛЕНИЕ Д
                                  АВЛЕНИЯ,/20(,-,)/, , ГЛУ
ВВВ  220     1БИНА , ДАВЛЕНИЕ,/, ,  ,  , КГ/КВ.СМ,
                                  /20(,-,)/(2F10.1))
ВВВ  221  125 FORMAT(/, ГЛУБИНА РАБОЧЕГО КЛАПАНА,,F10.1,
                                  , М,/)
ВВВ  222  200 FORMAT(//40X,,КОНЕЦ ВЫЧИСЛЕНИЙ ПО ДАННОЙ С
                                  КВАЖИНЕ,,10(119X,,,,/))
ВВВ  223
FDVL  1        END
FDVL  2        SUBROUTINE FDVL(X,V,F)
FDVL  3        COMMON
FDVL  4       1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,GMU,GMW,
                                  MU,FO,FG,FW,FDW,DO,DG,
FDVL  5       2GW,GOW,VO,VG,VW,GM,GW,GOM,GO,GG,
                                  GW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
FDVL  6       3GAMMA,PGO,S,D,FRND,RE,ALMBDA,DPTP,TETA
FDVL  7        DIMENSION V(20),F(20)
FDVL  8        ALDV(1)
FDVL  9        P=X
FDVL  10       CALL FRDM
FDVL  11       CALL DPDLTP
FDVL  12       CALL FTETA
FDVL  13       F(1)=1./(ROM*COS(TETA)*981.+DPTP)
FDVL  14       RETURN
FDVR  1        END
FDVR  2        SUBROUTINE FDVR(X,V,F)
FDVR  3        COMMON
FDVR  4       1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,GMU,GMW,
                                  MU,FO,FG,FW,FDW,DO,DG,
FDVR  5       2GW,GOW,VO,VG,VW,GM,GW,GOM,GO,GG,
                                  GW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
FDVR  6       3GAMMA,PGO,S,D,FRND,RE,ALMBDA,DPTP,TETA
FDVR  7        DIMENSION V(20),F(20)
FDVR  8        ALDV
FDVR  9        P=X(1)
```

```
FDUB      9          CALL FCOM
FDUB     10          CALL DPOLTP
FDUB     11          CALL PTEP
FDUB     12          F(1)=PQM*COS(TETA)*PQ(1)+PPTP
FDUB     13          RETURN
FDUB     14          END
FDK       1          SUBROUTINE FDK
FDK       2          COMMON
FDK       3         1/CMASL*P/LG,PG,ALK,GK,GKM,GKMAX,PK,PGK,DPK,
                                    PG2,*PG(21),*LG(21),NSG,
FD        4         2SLG(10),SSG(10),NDG,LG(10),DG(10),SG,DG,
                                    D,*PG
FDK       5          PK=PG2-10.
FDK       6          RETURN
FDK       7          END
FL        1          FUNCTION FL(T)
FL        2          EXTERNAL FDUL
FL        3          DIMENSION V(20)
FL        4          COMMON
FL        5         1/FLOW/AL,P,T,RQQ,RQG,RQW,RQM,QWU,GWU,WWU,G
                                    WU,EQ,EG,EW,EQW,RQ,RG,
FL        6         2QW,GQW,VQ,VG,VW,QW,GW,WW,GQW,QQ,GG,GW,
                                    QQW,VEG,VQG,VQW,VGQW,
FL        7         3GAMMA,PGQ,S,Q,ERUQ,RE,ALMBDA,P,PTP,*RTA
FL        8         1/BLOCOO/T0,P0,RQQ0,RQG0,RQW0,QWU0,GWU0,WWU
                                    0,EQ0,EG0,EW0,EQW0,WW0,
FL        9         2X0(20),V0(20),Z0(20),QQG,QGQ,QW0,GQW0,GQGW
                                    0,QW0,GW0,WW0,QGW0,
FL       10         3GAMMA0,NQQ0,RQG0(5),VGQ0(5),QPK0,TAV0
FL       11         1/BLOC 2/T2,P2,RQQ2,RQG2,RQW2,QWU2,GWU2,GWU
                                    2,WWU2,GWU2,EQ2,EG2,EW2,
FL       12         2EQW2,X2(20),V2(20),Z2(20),QQ2,QG2,QW2,GQW2
                                    ,QQGW2,QW2,GW2,WW2,QGW2,
FL       13         3GAMMA2,PGQ2,QPK2
FL       14         1/CKP /*KP(,NS,SL(10),SS(10),ND,DL(10),DD(1
                                    0),NTETA,TETAL(10),
FL       15         2TETA*(10),*(10,1),*L(10,1)
FL       16         1/C SLTP/LG,PG, LK,GK,GKM,GKMAX,PK,PGK,DPK,
                                    PG2,*PG(21),*LG(21),NSG,
FL       17         2SLG(10),SSG(10),NDG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                    D,*PG
FL       18          GK=Z
FL       19          GM=(QM/RQQQ* AMMA+GK)*PQ.0
FL       20          CALL FAK
FL       21          PK=F*APLI(ALK,*L,TP,1.1)
FL       22          V(1)=A K
FL       23          Y=P
FL       24          DX=(P2-PK)/2.
FL       25          DO11I=1,20
FL       26          C LL INTST*(1,DX,X,V,FDUL)
FL       27          CONTINUE
FL       28           L=V(1)
FL       29          RETURN
FL       30          END
```

```
      SUBROUTINE FALK
      COMMON
     1/CKBA/CKBL,NS,SL(10),SS(10),ND,DL(10),DD(10),
                                  T,TSTA,TFAL(10),
     2TSTAT(10),TP(101),TL(101)
     1/GASL/FF/LG,PG,ALK,GK,GKV,GKMAX,PK,PGK,DPK,
                                  PG2,TPG(21),TLG(21),NSG,
     2SLG(10),SSG(10),NG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                  DPTPG
      EXTERNAL FDVG,FPK
      INTEGER K
      DIMENSION V(2)
      DX=CKBL/20.
      TPG(1)=PG2
      TLG(1)=0.
      V(1)=PG2
      X=0.
      DO 1 I=2,21
      CALL INTGTP(1,DX,X,V,FDVG)
      TLG(I)=X
    1 TPG(I)=V(1)
      IF(FPK(0.),LE.0.) GO TO 2
      IF(FPK(CKBL).GE.0.)GO TO 3
      CALL KERNP(ALK,0.,CKBL,FPK,1E-4,X)
      RETURN
    2 ALK=0.
      RETURN
    3 ALK=CKBL
      RETURN
      END
      FUNCTION FPK(X)
      COMMON
     1/CKBA/CKBL,NS,SL(10),SS(10),ND,DL(10),DD(10),
                                  T,TSTA,TFAL(10),
     2TSTAT(10),TP(101),TL(101)
     1/GASL/FF/LG,PG,ALK,GK,GKV,GKMAX,PK,PGK,DPK,
                                  PG2,TPG(21),TLG(21),NSG,
     2SLG(10),SSG(10),NG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                  DPTPG
      ALK=X
      PK=FTABLI(ALK,TL,TP,101)
      PGK=FTABLI(ALK,TLG,TPG,21)
      CALL FDPK
      FPK=PGK-DPK-PK
      RETURN
      END
      SUBROUTINE FDVG
      COMMON
     1/FLOW/AL,P,T,PP,PG,PW,PPW,DPW,HW,HPW,HVW,C
                                  W,PO,FG,FK,FPW,PO,PG,
     2PW,PW,VW,VG,GI,GW,GW,WW,GO,GO,GO,GG,GW,
                                  GPW,GO,VGO,VGW,VLOW,
     3VW,HWA,PGO,S,J,FP,FG,FE,ALW,DPT,TSTA
     1/FASL/FF/LG,PG,ALK,GK,GKV,GKMAX,PK,PGK,DPK,
                                  PG2,TPG(21),TLG(21),NSG,
     2SLG(10),SSG(10),NG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                  DPTPG
```

```
                DPK=7.*981000.
FDPK    8       RETURN
FDPK    9       END
FDPK   10       SUBROUTINE FDVG(X,V,F)
FDVG    1       COMMON
FDVG    2      1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,OMU,GMU,WMU,C
FDVG    3                          MU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
FDVG    4      2BW,BOW,VO,VG,VW,OM,GM,WM,OGM,GOM,QO,QG,QW,
                                   QOW,VQO,VQG,VQW,VQOW,

FDVG    5      3GAMMA,PGO,S,D,FRUD,RF,ALMBDA,DPTP,TETA
FDVG    6      1/GASLI /LO,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PGK,DPK,
                                   PO2,TPG(21),TLG(21),NSG,
FDVG    7      2SLG(10),SSG(10),NDG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                   DPTPG
FDVG    8       DIMENSION V(20),F(20)
FDVG    9       AL=X
FDVG   10       P=V(1)
FDVG   11       CALL FROG
FDVG   12       CALL DPDLTG
FDVG   13       CALL FTET
FDVG   14       F(1)=ROG*COS(TETA)-PG ,-DPTPG
FDVG   15       RETURN
FDVG   16       END
DPTPG   1       SUBROUTINE DPDLTG
DPTPG   2       COMMON
DPTPG   3      1/GASLI /LO,PO,ALK,OK,OKV,OKMAX,PK,PGK,DPK,
                                   PO2,TPG(21),TLG(21),NSG,
DPTPG   4      2SLG(10),SSG(10),NDG,DLG(10),DDG(10),SG,DG,
                                   DPTPG
DPTPG   5       DPTPG=0.
DPTPG   6       RETURN
DPTPG   7       END
FTETA   1       SUBROUTINE FTETA
FTETA   2       COMMON
FTETA   3      1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,OMU,GMU,WMU,C
                                   MU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
FTETA   4      2BW,BOW,VO,VG,VW,OM,GM,WM,OGM,GOM,QO,QG,QW,
                                   QOW,VQO,VQG,VQW,VQOW,
FTETA   5      3GAMMA,PGO,S,D,FRUD,RF,ALMBDA,DPTP,TETA
FTETA   6      1/CKBA/CKBL,NS,SL(10),SS(10),ND,DL(10),DD(1
                                   0),NTETA,TETAL(10),
FTETA   7      2TETAT(10),TP(101),TI(101)
FTETA   8       TETA=FTABL1(AL,TETAL,TETAT,NTETA)
FTETA   9       RETURN
FTETA  10       END
FS      1       SUBROUTINE FS
FS      2       COMMON
FS      3      1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,OMU,GMU,WMU,C
                                   MU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
FS      4      2BW,BOW,VO,VG,VW,OM,GM,WM,OGM,GOM,QO,QG,QW,
                                   QOW,VQO,VQG,VQW,VQOW,
FS      5      3GAMMA,PGO,S,D,FRUD,RF,ALMBDA,DPTP,TETA
```

```
DP*P    6       1,*1,0C00/*T0,*0,*P0*(*P0*(*R0G0,*R0W0,*RW00,*GW00,*WW0
                                        0,*F*0,*FG0,*FW0,*F0W0,*WW0,
DP*P    7       2X0(20),V0(20),*0(20),*00,*GW0,*0W0,*RW0,*GGW
                                        ),*W0,*GW0,*WW0,*RW0,
DP*P    8       3G*WWA0,*RG00,P*0*(5),V*00(5),*PK0,*AV0
DP*P    9         CALL *D
DP*P   10         DIF=D/30.48
DP*P   11         D0F=0.
DP*P   12         DSQ=DIF**2-D0F**2
DP*P   13         RHOM=R0M/0.0140185
DP*P   14         CHH=(0M*GH*WH)**0.401*.493.30**3*
DP*P   15         A=CHH/(DIF+D0F)
DP*P   16         Q*D=1.E-6*A
DP*P   17         DRHOV=1.473*E-5*A
DP*P   18         A=ALOG(QHD)
DP*P   19         IF(RHD-2.4)4,1,1
DP*P   20       1 IF(CHC-6.0)2,3,3
DP*P   21       2 FLH=1.4*3*1*0*/A-*.43*3*06+1.*1*4.867**-0.
                                        2*1*6*45*A**A
DP*P   22         AL**0A=EXP(FLH)
DP*P   23         GOTO5
DP*P   24       3 FLH=0.1*4456*0/A-5.1*7439+0.1444*912*A
DP*P   25         AL**0A=EXP(FLH)
DP*P   26         GOTO5
DP*P   27       4 AL**0A=94.0*(DRHOV)**(-1.6)*EXP(0.302*(ALO
                                        G DRHOV))**2)
DP*P   28       5 D0*P=15.**844*AL**0A*CHH**2/(7.413E10*D*Q*
                                        **(DIF-D0F))/RH**M
DP*P   29         R=*URN
DP*P   30         END
*R00    1         SU BOUTINE *R00
*R00    2         COMMON
*R00    3       1/*LOW/AL,P,*P00,R0*,R0W,R0M,0WU,,WU,WWU,C
                                        W,*0,FG,FW,F0W,*0,*G,
*R00    4       2D*,*W,V0,VG,VW,D*,G*,WW,0GW,C0W,*0,0G,0W,
                                        0CW,V00,VGG,VGW,V0,D,
*R00    5       3GA**A,PG0,S,D,FDU*,P*,AL**0A,*PTR**PTA
*R00    6       1/*LOC00/*T0,*0,*000,*000,*0W0,0WU0,*WU0,W**U
                                        0,F0*,FG0,FW0,F0U0,WN0,
*R00    7       2X0(20),V0(20),Z0(20),000,0W0,GW00,0GGW
                                        0,0W0,0W0,WW0,0GW0,
*R00    8       3GA**A1,PG00,P*0*(5),V*00(5),*PK0,*AV0
*R00    9       1/*LOC1/*T1,*1,R*01,R001,R0W1,R0W1,0WU1,0WU
                                        1,WWU1,GWU1,FG1,FG1,FW1,
*R00   10       2F0W1,Y1(20),V1(20),*1(20),001,00*1,0W1,0GW1
                                        ,0*01,0W1,0W1,WW1,0GM1,
*R00   11       3GA**A1,P001,0PY1,*PL
*R00   12         R0*=R*00*(P-P0)*(1.0-*P0*0)/(21-P*)
*R00   13         RE*URN
*R00   14         END
*R00   15         SUBROUTINE *R00
*R00    1         COMMON
*R00    2       1/*LOW/AL,P,*P00,R0*,R0W,R0M,0WU,,WU,WWU,C
                                        W,*0,FG,FW,F0W,*0,*G,
```

```
FROG    4       2BU,BOW,VO,VG,VU,OU,OW,WM,GGM,GOM,GO,BG,GW,
                                GGW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
FROG    5       3GAMMA,PGO,S,O,FRUC,RE,ALPHDA,DPTP,TETA
FROG    6       1/FLOCOO/TO,PO,ROOO,ROOO,BOWO,OWUO,GWUO,WMU
                                O,FOO,FGO,FWO,FOWO,UWO,
FROG    7       2XO(20),VO(20),ZO(20),GOO,GCO,GWO,GOWO,GOGW
                                O,OWO,GMO,WMO,GGMO,
FROG    8       3GAMMAO,NGOO,PGOO(5),VGOO(5),GPKO,TAVO
FROG    9        A=2PI,*PGOO/O.0212**3+18A,

FROG    10       B=*/2/273.15
FROG    11       C=P.0434-12.A*P
FROG    12       D=0.022**3/0001000.
FROG    13       E=314.*P
FROG    14       F=C*D*P*E*C.15
FROG    15       POR=POOO**2*273.15/OO1000./*/*
FROG    16       RETURN
FROG    17       END
FROU    1        SUBROUTINE FROW
FROU    2        COMMON
FROU    3       1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROC,ROW,ROU,OWU,WWU,G
                                WU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
FROW    4       2BO,BOW,VO,VG,VW,OW,GW,WW,OGM,GOM,GO,BG,GW,
                                GOW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
FROW    5       3GAMMA,PGO,S,O,FRUC,RE,ALPHDA,DPTP,TETA
FROU    6       1/FLOCOO/TO,PO,ROOO,ROOO,BOWO,OWUO,GWUO,WMU
                                O,FOO,FGO,FWO,FOWO,WWO,
FROW    7       2XO(20),VO(20),ZO(20),GOO,GCO,GWO,GOWO,GOGW
                                O,OWO,GMO,WMO,GGMO,
FROW    8       3GAMMAO,NGOO,PGOO(5),VGOO(5),GPKO,TAVO
FROW    9        ROW=ROWO
FROW    10       RETURN
FROW    11       END
FWGO    1        SU ROUTINE FWGO
FWGO    2        COMMON
FWGO    3       1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROC,ROW,ROU,OWU,WWU,G
                                WU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
FWGO    4       2BW,BOW,VO,VG,VW,OW,GW,WW,OGM,GOM,GO,BG,GW,
                                GOW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
FWGO    5       3GAMMA,PGO,S,O,FRUC,RE,ALPHDA,DPTP,TETA
FWGO    6       1/FLOCOO/TO,PO,ROOO,ROOO,BOWO,OWUO,GWUO,WMU
                                O,FOO,FGO,FWO,FOWO,WWO,
FWGO    7       2XO(20),VO(20),ZO(20),GOO,GCO,GWO,GOWO,GOGW
                                O,OWO,GMO,WMO,GGMO,
FWGO    8       3GAMMAO,NGOO,PGOO(5),VGOO(5),GPKO,TAVO
FWGO    9        V=ETABL1(P,POOO,VGOO,NPOO)
FWGO    10       IF(V.GT.OA*WW)V=OA*WW
FWGO    11       GOW=ROOO*V/ROOO
FWGO    12       RETURN
FWGO    13       END
ROGW    1        SUBROUTINE ROGW
ROGW    2        COMMON
ROGW    3       1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROC,ROW,ROU,OWU,WWU,G
                                WU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
ROGW    4       2BW,BOW,VO,VG,VW,OW,GW,WW,OGM,GOM,GO,BG,GW,
                                GOW,VGO,VGG,VGW,VGOW,
```

```
QOGW    8        3GAMMA,PGO,S,D,FRUD,RE,ALMBDA,DPTP,TETA
QOGW    6         CALL FS
QOGW    7         COTOM/GOO/S
QOGW    8         CG=(GM-GOM+GOM)/ROG/S
QOGW    9         IF(DG.LE.0.)QG=0.
QOGW   10         GW=WM/GOW/S
QOGW   11         QOW=GO+GW
QOGW   12         RETUR
QOGW   13         END
FT      1         SUBROUTINE FT
FT      2         COMMON
FT      3        1/FLOW/ L,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,OMU,GMU,WMU,C
                                  MU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
                 2BW,BOW,VO,VG,VW,OM,GM,WM,OGM,GOM,QO,QG,QW,
 T      4                        QOW,VQO,VQG,VQW,VQOW,
                 3GAMMA,PGO,S,D,FRUD,RE,ALMBDA,DPTP,TETA
FT      5        1/PLOC01/T1,P1,ROO1,ROG1,ROW1,ROM1,OMU1,GMU
 T      6                        1,WMU1,OMU1,FO1,FG1,FW1,
                 2FOW1,X1(20),V1(20),Z1(20),QO1,QG1,QW1,QOW1
FT      7                        ,QOGW1,OM1,GM1,WM1,OGM1,

                 3GAMMA1,PGO1,QOK1,DPL
FT      8        1/PLOC02/T2,P2,ROO2,ROG2,ROW2,ROM2,OMU2,GMU
FT      9                        2,WMU2,OMU2,FO2,FG2,FW2,
                 2FOW2,X2(20),V2(20),Z2(20),QO2,QG2,QW2,QOW2
 T      1                        ,QOGW2,OM2,GM2,WM2,OGM2,
                 3GAMMA2,PGO2,QOK2
FT     11        1/CKBA/CKBL,NS,SL(10),SS(10),ND,DL(10),DD(1
FT     12                        0),NTETA,TETAL(10),
                 2TETAT(10),TP(101),TL(101)
FT     13         TETA=(T1-T2)*AL/CKBL
FT     14         RETURN
FT     15         END
FT     16         SUBROUTINE FROM
FRO             COMMON
FRO             1/FLOW/AL,P,T,ROO,ROG,ROW,ROM,OMU,GMU,WMU,C
FRO             MU,FO,FG,FW,FOW,BO,BG,
                 2BW,BOW,VO,VG,VW,OM,GM,WM,OGM,GOM,QO,QG,QW,
FRO     4                        QOW,VQO,VQG,VQW,VQOW,
                 3GAMMA,PGO,S,D,FRUD,RE,ALMBDA,DPTP,TETA
FRO     5        1/KOPDEK/A,B
FRO     6
FRO     7 C        ВЫЧИСЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ
FRO     8 C        CALL FT
FRO     9
FRO    10 C        ВЫЧИСЛЕНИЕ ПЛОТНОСТЕЙ
FRO    11 C        CALL FROO
FRO    12         CALL FROG
FRO    13         CALL FROW
FRO    14         ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА
FRO    15 C        CALL FMGO
FRO    16
FRO    17 C        ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ РАСХОДОВ
FRO    18 C        ЧЕРТИ,ГАЗА,ВОДЫ И ЖИДКОСТИ
FRO    19         CALL QOGW
FRO    20
```

```
C
C       ВЫЧИСЛЕНИЕ РАСХОДНОГО ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ
        FG=QG/(QO+QO+QW)
        IF(BG-.0001)1,1,2
C
C       ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ НУЛЕВОМ
                                  РАСХОДЕ ГАЗА
      1 VO=QO+QW
        VG=VO
        VW=VO
        FO=QO/(QO+QW)
        FG=0.
        FW=QW/(QO+QW)
        ROM=(ROO*QO+ROW*QW)/(QO+QW)
        RETURN
      2 IF(BG-.999)4,5,3
C
C       ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРИ НУЛЕВОМ
                                  РАСХОДЕ ЖИДКОСТИ
      3 VO=QG
        VG=QG
        VW=QG
        FO=0.
        FG=1.
        FW=0.
        ROM=ROG
        RETURN
      4 CONTINUE
C
C       ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА В ОБЩЕМ СЛУ
                                  ЧАЕ
        C1=(A-B)/A/(A-1.)**2

        C2=B/A-2.*A**1
        C3=1.-C1-C2
        IF(BG-A)5,5,6
      5 FG=B*BG/A
        GOTO7
      6 FG=C3*BG*(C2+BG*C1)
      7 FOW=1.-FG
        VO=QOW/FOW
        VG=QG/FG
        VW=VO
        FO=FOW*QO/QOW
        FW=FOW-FO
        ROM=ROO*FO+ROG*FG+ROW*FW
        RETURN
        END
FTABL1  FUNCTION FTABL1(X,XM,YM,N)
        DIMENSION XM(N),YM(N)
        IF(X-XM(1))1,1,2
      1 FTABL1=YM(1)
        RETURN
      2 IF(X-XM(N))4,4,3
```

```
FTABL1 7      3 FTABL1=YM(N)
FTABL1 8        RETURN
FTABL1 9      4 DO 5 I=2,N
FTABL110        IF(X-XM(I))6,6,5
FTABL111      5 CONTINUE
FTABL112      6 FTABL1=YM(I)+((YM(I)-YM(I-1))/(XM(I)-XM(I-
                                  1)))*(X-X (I))
FTABL113        RETURN
FTABL114        END
FTABL2 1        FUNCTIONFTABL2(X,Y,XM,YM,Z,N,M)
FTABL2 2        DIMENSIONXM(N),YM(N),Z(N,M)
FTABL2 3        A=X
FTABL2 4        B=Y
FTABL2 5        IF(A.LE.XM(1))A=XM(1)
FTABL2 6        IF(A.GE.XM(N))A=XM(N)
FTABL2 7        IF(B.LE.YM(1))B=YM(1)
FTABL2 8        IF(B.GE.YM(N))B=YM(N)
FTABL2 9        DO 1 I=2,N
FTABL210        IF(A-XM(I))2,2,1
FTABL211      1 CONTINUE
FTABL212      2 DO 3 J=2,M
FTABL213        IF(B-YM(J))4,4,3
FTABL214      3 CONTINUE
FTABL215      4 A=XM(I)-A
FTABL216        B=YM(J)-B
FTABL217        AA=XM(I)-XM(I-1)
FTABL218        BB=YM(J)-YM(J-1)
FTABL219        FTABL2=((Z(I,J)*(AA-A)+Z(I-1,J)*A)*(BB-B)+
FTABL220       *(Z(I,J-1)*(AA-A)+Z(I-1,J-1)*A)*B)/(AA*BB)
FTABL221        RETURN
FTABL222        END
KERN1 1         SUBROUTINE KERN1(X,Y,A,B,F,E,K)
KERN1 2         REAL X,A,B,F
KERN1 3         INTEGER K
KERN1 4         X=1
KERN1 5         XA=A
KERN1 6         XB=B
KERN1 7         VA=F(X)
KERN1 8         IF(VA)2,1,2
KERN1 9       5 K=2
KERN1 10      1 Y=
KERN1 11        RETURN
KERN1 12      2 SA=SIGN(1.,VA)
KERN1 13        IF(SA*F(XB))6,6,5
KERN1 14      3 X=XB
KERN1 15      4 RETURN
KERN1 16      5 XA=X
KERN1 17      6 X=(XA+XB)/2.
KERN1 18        IF(ABS(XA-XB)-E)4,4,3
KERN1 19      7 IF(SA*F(X))8,4,3
KERN1 20      8 XB=X
KERN1 21        GOTO 6
KERN1 22        END
```

```
KERN2   1        SUBROUTINE KERN (X,A,B,E,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 XA=X
KERN2  17      6 X=(X +XB)/ .
KERN2  18        IF(ABS(XA-XB)-E)4,4,7
KERN2  19      7 IF(SA*F(X))8,4,9
KERN2  20      8 XB=X
KERN2  21        GOTO 6
KERN2  22        END
INT     1        SUBROUTINE INTST(N,H,X,V,EXTERN)
INT     2        INTEGER N
INT              REAL X,XX,XXX,V(20),VV(20),VVV(20),K(20),A
                                  (3),B(3)
INT     4        DATAA/.5,.5,1./,B/2.,2.,1./
INT     5        XX=X
INT     6        DO1I=1,N
INT     7        XX=X
INT     8      1 VV(I)=V(I)
INT     9        CALL EXTERN(XX,VV,K)
INT    10        X=X+H
INT    11        DO2I=1,N
INT    12      2 V(I)=V(I)+H*K(I)/6.
INT    13        DO5J=1,3
INT    14        XXX=XX+A(J)*H
INT    15        DO3I=1,N
INT    16      3 VVV(I)=VV(I)+A(J)*H*K(I)
INT    17        CALL EXTERN(XXX,VVV,K)
INT    18        DO4I=1,N
INT    19      4 V(I)=V(I)+H*B(J)*K(I)/6.
INT    20      5 CONTINUE
INT    21        RETURN
INT    22         ND
          ФАЙЛ 1          ЮЧИТАНО    671 КАРТ (005 ТР.)
          ФАЙЛ 2          ЗАПИСАНО   671 КАРТ (005 ТР.)
          .EE
```

Лаборатория эксплуатации скважин ВНИИ (система поток)

Приложение 2.

[illegible]

ДАВЛЕНИЕ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ 35.0 КГ/КВ.СМ
МАКСИМАЛЬНЫЙ УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ГАЗА 500.0 КУБ.М/КУБ.М
(ЧЕРЕЗ КЛАПАН)

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

ГЛУБИНА (М)	0.0	1300.0	1300.0	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
ГИДРАВЛ. ДИАМЕТР ПОТОКА (ММ)	62.0	62.0	80.0	80.0
ГЛУБИНА (М)	0.0	300.0	300.0	2000.0
УГОЛ НАКЛОНА СКВАЖИНЫ (ГРАД)	0.0	0.0	20.0	20.0

ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ ЭМПИРИЧЕСКИХ $\beta = 0.800$
ФОРМУЛ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ $\beta = 0.630$
ИСТИННОЙ И РАСХОДНОЙ ГАЗО-
НАСЫЩЕННОСТЯМИ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ФОНТАНИРОВАНИЯ

СКВАЖИНА НЕ МОЖЕТ ФОНТАНИРОВАТЬ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ РАБОЧЕГО КЛАПАНА И РАСХОДА ГАЗА

ГЛУБИНА РАБОЧЕГО КЛАПАНА 1196.2 М

РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ РАБОЧИЙ КЛАПАН 4565.4 КУБ.М/СУТ

УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ГАЗА ЧЕРЕЗ КЛАПАН 0.50 КУБ.М/КУБ.М

ГЛУБИНА М	СКОРОСТЬ ГАЗА СМ/СЕК	СКОРОСТЬ ЖИДКОСТИ СМ/СЕК	НАСЫЩЕН. ГАЗОМ	НАСЫЩЕН. НЕФТЬЮ	НАСЫЩЕН. ВОДОЙ
1918.1	119.14	119.14	0.000	0.168	0.832
1935.3	119.00	119.00	0.000	0.167	0.833
1954.8	118.86	118.86	0.000	0.166	0.834
1972.9	118.73	118.73	0.000	0.165	0.835
1991.7	118.60	118.60	0.000	0.164	0.836
1999.8	118.47	118.47	0.000	0.163	0.837
1928.5	118.34	118.34	0.000	0.162	0.838
1947.2	118.21	118.21	0.000	0.161	0.839
1966.5	198.50	198.50	0.000	0.160	0.840
1990.7	198.30	198.30	0.000	0.159	0.841
2001.2	557.65	745.30	0.435	0.090	0.475
2011.4	579.83	354.80	0.441	0.087	0.463
2020.6	603.77	366.13	0.468	0.083	0.448
2030.8	642.67	379.66	0.488	0.080	0.432
2039.7	704.93	398.77	0.512	0.076	0.412
2040.7	784.42	422.66	0.541	0.071	0.388
2044.7	896.70	457.26	0.571	0.066	0.363
2047.1	1163.91	490.25	0.605	0.060	0.335
2049.2	1732.66	543.68	0.644	0.054	0.302
2050.3	1[illegible]	[illegible].67	0.712	0.044	0.245

КОНЕЦ ВЫЧИСЛЕНИЯ ПО

РАСХОДНАЯ НАСЫЩЕН. ГАЗОМ	ПЛОТНОСТЬ СМЕСИ Г/КУБ.СМ	Т-РА ПОТОКА ГРАД С	ДАВЛЕНИЕ В ПОТОКЕ КГ/КВ.СМ	ЗАМВДА	ГИДРАВЛ. ПОТЕРИ КГ/КВ.СМ/КМ
0.000	0.957	70.6	153.5	0.0055	1.9146
0.000	0.958	69.2	146.0	0.0055	1.9124
0.000	0.959	67.8	138.4	0.0055	1.9102
0.000	0.960	66.4	130.7	0.0055	1.9080
0.000	0.961	65.1	123.4	0.0055	1.9059
0.000	0.962	63.7	115.9	0.0055	1.9038
0.000	0.963	62.3	108.4	0.0055	1.9017
0.000	0.964	60.9	100.9	0.0055	1.8997
0.000	0.965	59.5	93.3	0.0052	6.4713
0.000	0.966	58.2	85.8	0.0057	6.4246
0.553	0.571	56.4	78.6	0.0051	12.3246
0.572	0.555	54.5	71.5	0.0051	12.6739
0.594	0.538	52.6	64.3	0.0051	13.0872
0.619	0.518	50.7	57.1	0.0051	13.5848
0.650	0.494	48.7	49.9	0.0051	14.2545
0.686	0.464	46.6	42.7	0.0051	15.1516
0.725	0.433	44.5	35.5	0.0051	16.2410
0.768	0.397	42.4	28.4	0.0051	17.[illegible]
0.816	0.358	4[illegible].2	21.2	0.0051	19.6451
0.870	0.2[illegible]0	38.[illegible]	14.0	0.0051	24.7977

ЛИННОЙ СКВАЖИНЕ

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. 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.I. Описание конкретной системы подпрограмм и программы, реализующей расчет газлифтного подъемника на ЭВМ

4.2. Программа ГАЗЛИФ

5. Возможность адаптации системы "поток" в соответствии с промысловыми данными

Использованная литература

Приложение I

Приложение 2

Переиздание ОНТИ-ВНИИ-8I. Зак I[illegible]. Тир I50. Л-7III7

gost.e-ecolog.ru