МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
С. Ерофеев
"24" 1977 г.

# МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

(ВНИИ-2)

РД 39-3-10-77

МОСКВА ВНИИ 1977

gost.e-ecolog.ru

# О Г Л А В Л Е Н И Е


Стр.

В в е д е н и е . . . . . 3
§ I. Метод построения модели неоднородного пласта . . 7
§ 2. Идентификация модели . . . . . 13
§ 3. Метод построения модифицированных функций относительных фазовых проницаемостей . . . . . 18
§ 4. Гидродинамическая схема расчетов . . . . . 24
I. Постановка задачи . . . . . 24
2. Основные уравнения . . . . . 25
3. Граничные и начальные условия . . . . . 28
4. Метод решения . . . . . 29
§ 5. Оценка точности метода . . . . . 36
§ 6. Расчет показателей объекта разработки с учетом поэлементного ввода . . . . . 44
§ 7. Исходные данные, необходимые для расчетов, и их подготовка . . . . . 46
§ 8. Расчетные показатели разработки и форма их выдачи 53
§ 9. Пример расчета . . . . . 56
З а к л ю ч е н и е . . . . . 73
Л и т е р а т у р а . . . . . 76
Приложение I. Программа идентификации модели неоднородного пласта (SEDIM) . . . . . 79
Приложение 2. Программа построения модифицированных фазовых проницаемостей (PERMEB) . . . . . 91
Приложение 3. Программа гидродинамического расчета технологических показателей (GOWROW) . . . . 97
Приложение 4. Программа расчета технологических показателей объекта разработки (SUMMA) . . . . 128

# В В Е Д Е Н И Е

В настоящее время при расчете технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений используются различные приближенные методики, основанные, как правило, на решения задач одномерной фильтрации в системе галерей. Замена сложного, в принципе, пространственного течения в реальном неоднородном пласте упрощенной одномерной схемой может быть оправдана при проектировании разработки с одной стороны отсутствием информации о детальном строении залежи, с другой - возможностью построения эффективных методик расчета одномерных течений.

Следует отметить, что в настоящее время развитие численных методов решения задач фильтрации и состояние вычислительной техники позволяет решать достаточно сложные плоские и даже пространственные задачи. Однако для многовариантных расчетов, характерных для проектирования, получение таких решений связано с большими затратами машинного времени. К тому же значительный дефицит информации о строении пласта не позволяет использовать наиболее существенные преимущества решений многомерных задач. В этих условиях решение многомерных задач целесообразно для получения эталонов, необходимых для оценки точности приближенных методик.

Остановимся на основных требованиях, которым должна удовлетворять методика расчетов технологических показателей.

Методика должна быть достаточно универсальной в смысле учета многообразия режимов разработки (водонапорный, газонапорный, режим растворенного газа или их возможные сочетания). Это предполагает, что в основу схемы расчета должна быть положена достаточно общая гидродинамическая модель фильтрации, учитывающая многофазность потока, сжимаемость, растворимость, различие плотностей фаз.

Методика расчетов должна позволять учитывать изменение режимов работы скважин (изменение забойных давлений или дебитов, отключение обводнившихся или загазовавшихся скважин, перевод эксплуатационных скважин под нагнетание, неодновременный ввод скважин в эксплуатацию и т.д.).

Методика должна учитывать неоднородность коллектора по проницаемости. Как известно из прямых наблюдений, реальные пласты характеризуются существенной анизотропией, вытекающей из механизма осадконакопления. Наблюдаемая практически всегда слоистость существенно влияет на процесс фильтрации, особенно неоднородных жидкостей и, безусловно, должна быть учтена при конструировании модели неоднородного пласта и расчета технологических показателей. Также должна быть учтена изменчивость проницаемости пластов по площади.

Методика расчетов должна быть достаточно точной, для чего следует принять некоторые критерии для оценки точности. Таким критерием может служить, например, сравнение показателей, рассчитываемых по данной схеме и более точной (многомерной). Методика должна быть эффективной и простой в эксплуатации.

В настоящей работе предлагается методика, удовлетворяющая перечисленным требованиям. Далее излагается процедура обработки промысловой информации для построения модели неоднородного пласта, вычисления его осредненных (модифицированных) фильтрационных характеристик. Приводятся уравнения квазиодномерного трехфазного течения нефти, газа и воды в пласте с многорядным размещением нагнетательных и эксплуатационных скважин, и дана разностная схема сквозного счета для решения этой системы.

Приводятся результаты сопоставления расчетов течения к системе скважин по предлагаемой квазиодномерной модели и более точной плоской модели, которые свидетельствуют о достаточной для практики проектирования точности квазиодномерной модели.

Обычно период интенсивного разбуривания месторождения (объекта) соизмерим со временем извлечения основной части запасов нефти и газа. Поэтому при определении технологических показателей объекта следует учесть динамику ввода элементов залежи в разработку. В методике имеется специальный блок, позволяющий рассчитывать показатели объекта в целом на базе программы ввода элементов объекта в разработку.

В заключение приводится достаточно типичный пример расчета технологических показателей разработки нефтегазовой залежи с применением заводнения. Пример иллюстрирует все стадии расчета по предлагаемой методике, оформленной в виде системы программ, написанных на алгоритмическом языке Фортран и приведенных в приложениях (I-4).

Авторы признательны Я.М. Вайнбергу, А.В. Королеву, М.В. Гохману, Т.Г. Сизовой, Т.А. Лубяной, Н.С. Коготковой, Ю.К. Черевычнику за помощь в работе.

## § I. Метод построения модели неоднородного пласта

Проблеме моделирования неоднородного пласта при проектировании и прогнозе технологических показателей разработки посвящены многие исследования, отраженные в монографиях [4, 8] и ряде статей. Критический обзор различных методик моделирования приведен в [15]. В работе [22] обсуждается вопрос о соответствии модели и метода прогноза и предложен новый метод моделирования пласта.

Ниже излагается сущность метода и дается алгоритм решения основной задачи моделирования [22, 23]. Сформулируем ряд условий, определяющих метод.

I. Пласт сложен из пропластков, достаточно различающихся своими свойствами (параметрами). Соседние пропластки:

а) разделены практически непроницаемыми прослоями;

б) сообщаются между собой.

2. Пропласток неоднороден как по мощности, так и по простиранию. Однако масштаб неоднородности по мощности сравним с мощностью пропластка. Поэтому считаем, что в пропластке проницаемость является двумерным случайным полем. Кроме того, считаем, что масштаб корреляции (неоднородности) этого двумерного поля много меньше внешних характерных размеров пласта. Можно выделить и случай, когда масштаб неоднородности по мощности много меньше мощности пропластка. В этом случае проницаемость в пределах пропластка является трехмерным случайным полем.

3. Поскольку в пределах пропластка корреляционный масштаб двумерного или трехмерного поля считается малым, можно показать [14, 21], что такой пропласток с точки зрения внешнего наблюдателя ведет себя как однородный с эффективной проницаемостью, зависящей лишь от параметров одномерной плотности распределения проницаемости в данном пропластке. Иными словами, неоднородный пропласток может быть охарактеризован одной эффективной проницаемостью. Ее значение может быть вычислено [14].

$$k^* = k^\circ\left(1 + \frac{\xi^2}{n}\right)^{-1} \qquad (1.1)$$

где $k^*$ - эффективная проницаемость пропластка, $k^\circ$ - средняя проницаемость пропластка, $\xi = \sqrt{\mathcal{D}}/k^\circ$ - коэффициент вариации проницаемости, $\mathcal{D}$ - дисперсия проницаемости проницаемости пропластка, значение параметра $n = 2$ или $n = 3$ в зависимости от размерности случайного поля в пределах пропластка. Таким образом, знание плотности распределение эффективной проницаемости по пропласткам $f(k^*)$ и конкретизация условий а) или б) завершило бы создание модели и позволило бы перейти к гидродинамическим расчетам. При этом следует иметь в виду, что выбор условий а) или б) должен диктоваться спецификой конкретного объекта.

4. Для построения модели используется информация о керне или геофизике (т.е. мелкомасштабная), полученная из точек, достаточно хаотически (и в среднем равномерно) расположенных

по объему пласта. Эта информация представлена в виде ряда, гистограммы или плотности распределения $f_0(k)$.

Задача заключается в том, чтобы с помощью привлечения дополнительных гипотез о модели, на базе информации, доставляемой $f_0(k)$, построить плотность $f(k^*)$.

5. Примем, что одномерная плотность распределения проницаемости в каждом пропластке может быть представлена функцией $f(k, \alpha_1, \ldots, \alpha_n)$, где $f$ одна и та же для всех пропластков, параметры $\alpha_i$ определяют точку некоторого множества $A$ в $n$-мерном пространстве. Идентичность функции для всех пропластков определяет некоторое подобие их строения, происхождения и т.д. Значения параметра - вектора определяют их количественное различие.

Если пласт состоит из $N$ частей, пропластки которых существенно различаются по структуре, можно ввести $f_j(k, \alpha^j)$ - плотности для частей, $P_j$ - доли частей во всей совокупности, а под $f$ понимать

$$f(k, \alpha) = \sum_{j=1}^{N} P_j f_j(k, \alpha^j) \qquad (I.2)$$

При этом естественно считать, что $\alpha$ - вектор, компоненты которого являются моментами распределений по пропласткам.

6. Совокупность измерений проницаемости, послужившая для построения плотности $f_0(k)$, есть смесь, в которой представлены пропластки, описанные выше. Пусть $\psi(\alpha)$ - плотность распределения векторов $\alpha$ по пропласткам. Тогда

из п.п. 5, 6 следует, что $\psi(\lambda)$ удовлетворяет интегральному уравнению Фредгольма первого рода с положительным и нормированным стохастическим ядром

$$\int_A f(k,\lambda)\psi(\lambda)\,d\omega_\lambda = f_0(k) \qquad (I.3)$$

при условии нормировки $\psi$ как плотности

$$\int_A \psi(\lambda)\,d\omega_\lambda = 1\,,\quad \psi(\lambda) \geq 0 \qquad (I.4)$$

Здесь $d\omega_\lambda$ - элемент объема пространства A.

Если функции $f_0$ и $f$ заданы, решение (I.3) определит искомое распределение параметров $\lambda$ по пропласткам. Задача эта, как известно, некорректна, в том смысле, что малым погрешностям $f_0$ могут способствовать большие погрешности в $\psi$. Однако выбор подходящего способа регуляризации позволяет получить устойчивое решение.

Очевидно, успех в разделении "смеси" на компоненты существенно зависит от правильного выбора типа распределений $f(k,\lambda)$, уровня ошибок в определении плотности $f_0(k)$. Следует иметь в виду, что выбор плотности $f(k,\lambda)$ будет достаточно обоснованным лишь при привлечении геологической информации, наличии достаточной статистики по объектам, строение и происхождение которых близко к изучаемому.

Определенные трудности возникают при рассмотрении вопроса о существовании и единственности решения уравнения (I.3). Анализ показывает, что для однозначного разделения смеси на заданные составляющие, если такое возможно, необходимо, что-

бы составляющие не были нетривиальными смесями самих себя и чтобы их количество не превышало количество компонент в системе. Выбор системы составляющих из всей совокупности возможных является самостоятельной задачей, решение которой требует дополнительной информации. Уместно отметить, что если составляющие – чистые неразделимые компоненты и система их полна – решение существует всегда и оно единственно. Есть основания считать, что в практически интересных случаях элементарные составляющие, по которым ведется разложение исходной смеси, являются в какой-то степени неоднородными.

Таким образом, задача о разделении смеси на компоненты имеет свои специфические трудности, требует разработки алгоритмов, реализующих оптимальное разделение [I].

7. Вычислив $\Psi(\alpha)$, находим распределения средних значений

$$k_0^{\alpha} = \int f(k,\alpha)\, k\, dk = \theta(\alpha) \qquad (I.5)$$

и плотность распределения $\gamma(k_0)$.

Пусть $\nu$ – функция, обратная $\theta$, т.е. $\alpha = \nu(k_0)$, тогда

$$\gamma(k_0) = \Psi\left[\nu(k_0)\right]\nu'(k_0) \qquad (I.6)$$

Аналогично строится распределение дисперсии $\mathcal{D}^{\alpha}$

$$\mathcal{D}^{\alpha} = \int (k - k_0^{\alpha})^2 f(k,\alpha)\, dk \qquad (I.7)$$

и коэффициента вариации $\xi_{\alpha}^2 = \mathcal{D}^{\alpha}/(k_0^{\alpha})^2$

С помощью формулы (I.I) производится построение плотности распределения эффективных параметров, что и завершает задачу

построения модели при условии, что зафиксировано условие а) или б) пункта I.

Одним из существенных моментов построения модели пласта является выбор площади, на которой справедливы гипотезы слоистости и статистической однородности слоя-пропластка.

В частности, предположение о том, что на всей рассматриваемой площади пропластки статистически однородны, соответствует гипотеза об однородности условий формирования коллектора на этой площади. Выбор размеров моделируемой площади пласта должен производиться исходя из результатов геологического изучения месторождения.

Если площадь месторождения достаточно хорошо исследована и различие удаленных участков месторождения велико, то целесообразно разбить месторождение на участки, в пределах каждого из которых гипотеза статистической однородности выполняется. Для каждого из таких участков может быть построена своя модель пласта.

Если месторождение изучено слабо, то объективное разбиение его на статически однородные участки затруднено и строится единственная модель пласта, описывающая в среднем его строение на всей площади месторождения.

По мере накопления информации эта модель может усложняться – вводится большее число различных пропластков, идентифицируется их положение в разрезе, площадь более детально разбивается на статически однородные зоны, учитывается тренд моментов распределения.

## § 2. Идентификация модели

Задача идентификации модели слоистого пласта может быть сформулирована следующим образом*). Имеется выборка - измерения проницаемости пласта (по керну или геофизике), имеющей плотность распределения $f_0(k)$. Справедливо интегральное уравнение (I.3) и условия нормировки и положительности (I.4). Необходимо найти плотность распределения параметров $\psi(\alpha)$, если вид распределения $f(k,\alpha)$ известен.

Для численного решения задачи перейдем к дискретному аналого уравнения (I.3), разбив интервал изменения проницаемости точками $k_i$ на множество непересекающихся интервалов $(k_{i-1}, k_i)$, множество A - на множества $A_j$ и заменив распределения $f$, $f_0$ и $\psi$ их гистограммами, имеем

$$\sum_{j=1}^{N} \psi_j a_{ij} = z_i \qquad i = (1, m), \tag{2.1}$$

$$A = \sum_{j=1}^{N} A_j \; ; \; \alpha_j \in A_j \; , \; z_i = (k_i - k_{i-1})^{-1} \int_{k_{i-1}}^{k_i} f_0(k)\, dk \; ;$$

$$a_{ij} = (k_i - k_{i-1})^{-1} \int_{k_{i-1}}^{k_i} f(k, \alpha_j)\, dk \; ; \quad \psi = \int_{A_j} \psi(\alpha)\, d\omega_\alpha$$

Система алгебраических уравнений (2.I), дополненная условием нормировки

$$\sum_{j=1}^{N} \psi_j = 1 \tag{2.2}$$

решается методом наименьших квадратов в его рекуррентной форме [13].

*) Алгоритм и программа идентификации SEDIM разработаны Я.М. Вайнбергом и Т.Г. Сизовой.

$$\hat{\vec{\psi}}^{i} = \hat{\vec{\psi}}^{i-1} + \vec{H}^{i}\left(\hat{z}_i - \vec{a}^{T}\,\hat{\vec{\psi}}^{i-1}\right),$$

$$\vec{H}^{i} = \mathcal{D}_{i-1}\,\vec{a}_i\left[\vec{a}^{T}\mathcal{D}_{i-1}\,\vec{a}_i + \sigma_i^2\right]^{-1}, \qquad (2.3)$$

$$\mathcal{D}_i = \mathcal{D}_{i-1} - \vec{H}_i\,\vec{a}_i^{T}\,\mathcal{D}_{i-1},$$

где $\vec{a}_i^{T} = (a_{i1}, \ldots, a_{iN})$, $\vec{H}^{i} = (h_1^i, \ldots, h_N^i)$ а вектор $\hat{\vec{\psi}}^{i} = (\hat{\psi}_1^i, \ldots, \hat{\psi}_N^i)$ – оценка величин $\psi_j$, полученных в результате использования значений выбранной гистограммы $\hat{z}_1, \ldots, \hat{z}_i$. Ковариационная матрица $\mathcal{D}_i$ вектора оценок $\hat{\vec{\psi}}^{i}$ позволяет судить о точности модели пласта, полученной в результате решения задачи.

Для оценки дисперсии ошибок выборочной гистограммы используется выражение

$$\sigma_i^2 = \frac{M(\varkappa^2/M - 4\hat{z}_i - 4\hat{z}_i^2)}{4(M+\varkappa^2)(k_i - k_{i-1})^2}, \qquad (2.4)$$

где можно принять $\varkappa \approx 3$.

Для использования алгоритма (2.3) необходимо задать начальное приближение $\hat{\vec{\psi}}^{0}$ и его точность $\mathcal{D}_0 = \|d_{ij}\|$

При расчетах принималось

$$d_{ij} = \begin{cases} \frac{1}{6}\left[\left(\hat{\psi}_i^0\right)^3 + \left(1-\hat{\psi}_i^0\right)^3\right] & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases} \qquad (2.5)$$

что соответствует аппроксимации априорной гипотезы треугольным распределением с максимумом в точке $\hat{\psi}_i^0$.

При наличии соответствующей информации априорная гипотеза и ее точность $\mathcal{D}_0$ могут задаваться из физических соображений и анализа геолого-промысловой информации.

Учет условия неотрицательности (I.4) приводит к алгоритмам квадратичного программирования [12].

Наряду с данными локальных измерений проницаемости, получаемых в результате геофизических измерений и из анализа керна, могут быть известны результаты гидродинамических исследований. Допустим, что на ряде скважин по кривым восстановления давления определена проницаемость пласта $k_{квд}$.

Вообще говоря, в неоднородном пласте эта величина в различных скважинах различается.

Однако, если выполняются гипотезы (I-3) § 2.I, то справедливо уравнение

$$k_{квд} = \sum_{j=1}^{N} \psi_j k_j^* , \qquad (2.6)$$

где: $k_j^*$ - эффективная проницаемость $j$ -го пропластка.

Таким образом, для учета в алгоритме идентификации результатов гидродинамических исследований пласта систему (2.I), (2.2) следует дополнить уравнением (2.6). Если имеется информация о точности измерения $k_{квд}$ (дисперсия ошибок), то система (2.I), (2.2), (2.6) решается методом наименьших квадратов (2.3), а с учетом условия неотрицательности - методами квадратичного программирования.

Изложенный алгоритм дополняется расчетом эффективной проницаемости каждого из пропластков по формулам (I.I).

Вообще говоря, задача оценки $N$ , $\alpha_j$ и $\psi_j$ $(j = 1, N)$ при известном аналитическом виде плотностей $f(k/\alpha)$ является нелинейной. Некоторые алгоритмы ее решения указаны в работе [24].

Использование изложенного выше линейного алгоритма предполагает, что предварительно на основе всей имеющейся информации выбран вид распределения $f(k/\alpha)$, число пропластков $N$ и параметры распределения $\alpha_j$ в каждом из них.

Выбор аналитического вида плотностей $f(k/\alpha)$, адекватных распределениям проницаемости в реальных пластах, представляет самостоятельную задачу. Излагаемая методика и алгоритмы допускают выбор, вообще говоря, произвольного вида плотностей $f(k/\alpha)$.

Одним из простых способов приближенного выбора числа пропластков и величин параметров $\alpha_j$ является аппроксимация на "вероятностной бумаге" выборочной функции распределения ломанной [17]. О качестве выбора числа и параметров распределений можно судить из сопоставления выборочной гистограммы с гистограммой, вычисленной по результатам оценки весов $\psi_j$ с помощью изложенного алгоритма. Объективным критерием адекватности модели служит критерий согласия [17]. В случае необходимости выбранные величины $N$ и $\alpha_j$ должны быть скорректированы.

Использование алгоритма предполагает, что предварительно на основе всей имеющейся информации выбран вид распределений $f(k, \alpha)$.

В приводимых ниже примерах расчетов принято, что проницаемость в пропластках удовлетворительно описывается логнормальным распределением, что, с одной стороны, согласуется с имеющимися в литературе данными [6, 7], а с другой -

гарантирует единственность решения задачи идентификации, т.к. конечные логнормальные смеси различимы [1].

Для проверки эффективности алгоритма был рассмотрен ряд модельных задач. Полагалось, что пласт составлен из некоторой совокупности пропластков, для которых известны плотности распределения проницаемости $f_j(k, \lambda)$ и заданы веса $\psi_j$, с которыми пропластки входят в общую систему. На базе этой информации генерировалась случайная выборка значений проницаемости, т.е. решалась прямая задача образования смеси. Полученная смесь использовалась для решения обратной задачи. Показано, что при достаточном объеме генерируемой выборки обратная задача решается удовлетворительно. Некоторые примеры решенных задач приведены в работах [23, 24].

## § 3. Метод построения модифицированных функций относительных фазовых проницаемостей

Как отмечалось выше, детальное строение пласта и изменение его свойств не могут быть полностью освещены и учтены при гидродинамических расчетах. Следовательно, макроскопическое описание фильтрации может быть эффективным только при таких масштабах осреднения фильтрационных характеристик, которые допускают прямое экспериментальное определение фильтрационных параметров. Справедливость этого положения подтверждается известным фактом уточнения расчетов притока однородной жидкости к системе скважин при определении проницаемости пласта по данным промысловых гидродинамических исследований, т.е. путем решения соответствующей обратной задачи.

Функции относительных фазовых проницаемостей, входящие в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, в настоящее время обычно определяются экспериментально на малых образцах породы (кернах), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта. По результатам многочисленных экспериментальных исследований, начало которым было положено Леверетом, известно, что функции относительных фазовых проницаемостей зависят от множества факторов: структурной характеристики среды, смачиваемости, градиента давления, истории насыщения и др. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то функции относительных фазовых проницаемостей должны зависеть от масштаба осреднения.

Следовательно, функции относительных проницаемостей, определенные на кернах, не являются достаточно точной характеристикой многофазного течения при масштабах осреднения, превышающих размеры керна.

Изложенное выше показывает, что в целях уточнения прогноза нефтеотдачи и обводнения залежи путем гидродинамических расчетов необходимо определять фазовые проницаемости так же как проницаемость для однородной жидкости непосредственно на объекте по промысловым данным.

Определяя осредненные фазовые проницаемости по известной динамике добычи нефти, воды и газа из участков, разрабатываемых в первую очередь, можно достаточно точно прогнозировать процесс разработки необводненных участков залежи.

При отсутствии таких данных приближенные значения относительных фазовых проницаемостей можно получить расчетным путем, используя слоистую модель неоднородного пласта, построенную по данным анализа керна или геофизических исследований скважин.

Для этого рассмотрим процесс вытеснения газированной жидкости водой из слоистого пласта, проницаемость $k^*$ которого является функцией расстояния $z$ от плоскости подошвы пласта.

Далее примем допущения, что насыщенности нефтью, газом и водой и горизонтальная составляющая градиента давления в каждой из областей (заводненной и незаводненной) не зависят от $z$ .

Осредняя уравнения Дарси для трехфазной жидкости по мощности пласта, получим следующие выражения для осредненных относительных проницаемостей

$$F_н = U f_н(\sigma_г, \sigma_{вс}), \quad F_г = U f_г(\sigma_г, \sigma_{вс}) \qquad (3.1)$$

$$F_в = (1-U) f_в(\sigma_{го}, \sigma_{вт})$$

$$U = \frac{1}{\tilde{K}^*} \int_0^{K^*} t f(t)\,dt \qquad \tilde{K}^* = \int_0^{K^*_{max}} t f(t)\,dt \qquad (3.2)$$

где $f_н$, $f_г$, $f_в$ – определенные на керне функции относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды соответственно; $\sigma_г$ – газонасыщенность; $\sigma_{вс}$ – насыщенность связанной водой; $\sigma_{вт} = 1 - \sigma_{го} - \sigma_{но}$; $\sigma_{го}$, $\sigma_{но}$ – остаточные газо- и нефтенасыщенность соответственно; $f(K^*)$ – плотность распределения.

Средние газо-, водо и нефтенасыщенности рассчитываются по формулам

$$S_г = U\sigma_г + (1-U)\sigma_{го}, \qquad 1 \geq \sigma_г \geq \sigma_{го} \qquad (3.3)$$

$$S_г = \sigma_{го} \qquad \sigma_{го} \geq \sigma_г \geq 0 \qquad (3.4)$$

$$S_в = U\sigma_{вс} + (1-U)\sigma_{вт}$$

$$S_н = 1 - S_г - S_в$$

$$U = \frac{1}{\tilde{m}^*} \int_0^{K^*} m^*(t) f(t)\,dt \; ; \quad \tilde{m}^* = \int_0^{K^*_{max}} m^*(t) f(t)\,dt \qquad (3.5)$$

$$m^* = m\left[1 - F(k_{min}, \alpha)\right], \quad F(k, \alpha) = \int_0^{k} f(t, \alpha)\,dt \qquad (3.6)$$

где: $k_{min}$ – нижний предел проницаемости, принятый при подсчете запасов; $m^*$ – эффективная пористость элементарного слоя; $m$ – пористость эффективного объема пласта.

**Зависимость** $m^*(k^*)$ определяется из равенства их функций распределений. При этом плотность распределения эффективной пористости $\varphi(m^*)$ строится с помощью формулы (3.6) и вычисленного $\psi(\lambda)$, т.е. аналогично построению (I.6) для $\gamma(k_o)$.

Из формул (3.3) и (3.4) находим

$$U = \frac{\sigma_{gm} - S_g}{\sigma_{gm} - \sigma_{gc}}, \qquad S_g \leq \sigma_{gm} \tag{3.7}$$

$$\sigma_r = \sigma_{ro} + (S_r - \sigma_{ro}) \frac{\sigma_{gm} - \sigma_{gc}}{\sigma_{gm} - S_g}, \qquad S_g < \sigma_{gm} \tag{3.8}$$

Вычисляя интегралы (3.2) и (3.5) в зависимости от параметра $k^*$, устанавливаем зависимость $V(u)$. Затем, используя соотношения (3.7) и (3.8), из (3.I) определяем модифицированные относительные проницаемости*) как функции:

$$F_n(S_r, S_g), \quad F_r(S_r, S_g), \quad F_g(S_g)$$

На базе слоистой модели пласта возможно, вообще говоря, построение и более сложных расчетных схем процесса вытеснения газированной жидкости водой с учетом, например, таких факторов, как влияние силы тяжести и капиллярного перераспределения жидкостей. Однако, вследствие недостатка информации, значение таких решений в количественном отношении для

*) Программа вычислений PERMEB составлена Т.А.Лубяной.

целей проектирования разработки будет, по-видимому, невелико. Для учета указанных факторов, как известно, необходимы данные о степени гидродинамической сообщаемости отдельных пропластков слоистого пласта, наличии непроницаемых прослоек и их протяженности. Эти данные не могут быть получены из той сравнительно малой информации о строении пласта, которая обычно имеется на стадии проектирования разработки месторождения.

Степень сообщаемости пропластков, существенно влияющая на скорость перераспределения жидкостей под действием капиллярных и гравитационных сил, оказывает лишь слабое влияние на распределение давления [5], что дает основание для принятия допущения о постоянстве давления в пласте вдоль вертикали. Сопоставление расчетов с использованием модифицированных фазовых проницаемостей с точным решением одномерной задачи вытеснения нефти водой из пласта, состоящего из изолированных слоев, показывает, что даже в этом наиболее неблагоприятном для осреднения случае введение модифицированных фазовых проницаемостей обеспечивает вполне удовлетворительную для практических целей точность [9].

Следует особо остановиться на вопросе использования модифицированных фазовых проницаемостей при гидродинамических расчетах разработки водонефтяных и газонефтяных зон. В этих зонах начальное распределение насыщенностей обусловлено как неоднородностью пласта, так и условием капиллярно-гравитационного равновесия. В случаях активного проявления капиллярных и гравитационных сил модифицированные фазовые проница-

смости могут вводиться на основе схемы капиллярно-гравитационного равновесия [10].

Значения модифицированных фазовых проницаемостей, рассчитываемые по изложенной выше методике без учета капиллярных и гравитационных эффектов будут, естественно, несколько преувеличены для воды и занижены для нефти и газа. Их использование позволит избежать слишком оптимистических оценок показателей разработки водонефтяных и газонефтяных зон, при которой выступает ряд других неподдающихся учету осложняющих добычу нефти факторов.

Таким образом, введение модифицированных фазовых проницаемостей позволяет задачу фильтрации в неоднородном пласте свести к эквивалентной задаче для пласта однородного по мощности. При этом в расчетных соотношениях для однородного пласта параметры $mH$, $kH$ и относительные фазовые проницаемости $f_н$, $f_г$, $f_в$ должны быть заменены на соответствующие эффективные характеристики неоднородного пласта:

$\tilde{K}^*H$, $F_н(S_г, S_в)$, $F_г(S_г, S_в)$, $F_в(S_в)$.

## 4. Гидродинамическая схема расчетов

I. Постановка задачи. В пласте, разрабатываемом системой скважин, течение, вообще говоря, неодномерно. Для упрощения задачи воспользуемся приемом, применявшимся ранее в расчетах однофазной фильтрации [3]. Реальное плоское течение аппроксимируется квазиодномерным течением. Для этого вся область фильтрации условно делится на несколько подобластей, в пределах которых течение считается одномерным. В многорядных (линейных или круговых) и регулярных (площадных) системах ряды скважин заменяются галереями, соответственно параллельными или концентрическими, между которыми течение одномерно. Далее для описания течения в окрестности скважин выделяем внутренние области - круги некоторого радиуса $r_к$ с центром в точках расположения скважин, внутри которых фильтрация плоско-радиальная. Теперь остается удовлетворить необходимым условиям сопряжения на границах внешней и внутренней областей.

Указанная схематизация дает хорошие результаты в случае однофазной фильтрации. Это делает заманчивым ее применение в данном случае, т.е. при рассмотрении много фазной фильтрации. Проводимое ниже сопоставление результатов численного решения плоской задачи двухфазной фильтрации в квазиодномерной и точной постановках показывает достаточную для практических целей точность квазиодномерной схематизации.

2. Основные уравнения. Для описания процесса совместной фильтрации трех фаз (нефтяной, водной, газовой) во внешней области (между галереями) используется система уравнений Маскета-Мереса с источниками и стоками. Как известно, эта система допускает рассмотрение также однофазного и двухфазного течений.

$$A\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{m S_н}{B_н}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{W_н}{B_н}\right)=\sum_j Q_{нj}\delta(x-x_j) \qquad (4.1)$$

$$A\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{m S_в}{B_в}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{W_в}{B_в}\right)=\sum_j Q_{вj}\delta(x-x_j)$$

$$A\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{m S_г}{B_г}+\frac{m S_в R_в}{B_в}+\frac{m S_н R_н}{B_н}\right)+$$

$$+\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{W_г}{B_г}+\frac{W_в R_в}{B_в}+\frac{W_н R_в}{B_н}\right)=\sum_j Q_{гj}\delta(x-x_j)$$

$$W_н=-Ak\frac{f_н}{\mu_н}\left(\frac{\partial P}{\partial x}+\gamma_н\frac{\partial D}{\partial x}\right);$$

$$W_в=-Ak\frac{f_в}{\mu_в}\left(\frac{\partial P}{\partial x}+\gamma_в\frac{\partial D}{\partial x}\right);\quad W_г=-Ak\frac{f_г}{\mu_г}\left(\frac{\partial P}{\partial x}+\gamma_г\frac{\partial D}{\partial x}\right); \qquad (4.2)$$

$$S_н+S_в+S_г=1 \qquad (4.3)$$

Здесь Н , в , г – индексы нефтяной, водной и газовой фаз; $x$ – координата; $t$ – время; $P$ – пластовое давление; $A(x)$, $m(x,P)$ , $k(x,P)$ – поперечное сечение, пористость и абсолютная проницаемость пласта; $S_н$ , $S_в$ , $S_г$ – насыщенности; $f_н(S_н,S_в)$, $f_в(S_н,S_в)$ , $f_г(S_н,S_в)$ – относительные проницаемости; $\mu_н(P)$, $\mu_в(P)$ , $\mu_г(P)$ – вязкости; $\gamma_н(P)$ , $\gamma_в(P)$ , $\gamma_г(P)$ – удельные веса; $B_н(P)$ , $B_в(P)$, $B_г(P)$ – объемные коэффициенты; $R_н(P)$, $R_в(P)$ – растворимости газа в нефтяной и водной фазах; $W_н$, $W_в$ , $W_г$ – фазовые расходы; $D(x)$ – превышение точки $x$

над некоторой горизонтальной плоскостью; $j$ – номер ряда скважин; $x_j$ – координата $j$-го ряда; $\delta(x)$ – дельта-функция Дирака; $Q_{нj}$, $Q_{вj}$, $Q_{гj}$ – приведенные к стандартным условиям дебиты нефти, воды и газа для $j$-го ряда. Дебиты положительны для нагнетательных и отрицательны для эксплуатационных рядов.

Если в одном и том же ряду чередуются нагнетательные и эксплуатационные скважины (подобная ситуация возникает при освоении нагнетательных рядов), такой ряд рассматривается как два ряда: нагнетательный и эксплуатационный с одной и той же координатой $x_j$.

Для полосообразного пласта с параллельными рядами скважин $A = B(x)H(x)$ ($B$ – ширина, $H$ – мощность пласта). Для кругового пласта с концентрическими рядами скважин

$$A = 2\pi x H(x).$$

Выражения для $q_j$ – дебитов скважин $j$-го ряда получим из рассмотрения квазистационарного*) трехфазного течения без учета гравитации во внутренней области, ограниченной окружностями радиусов $r_{cj}$ и $r_{kj}$ с давлениями $P_{cj}$ и $P_{kj}$ на них.

Необходимые для расчета соотношения имеют вид

$$q_{нj} = q_j \varphi_{нj}, \quad q_{вj} = q_j \varphi_{вj}, \quad q_{гj} = q_j \varphi_{гj}. \qquad (4.4)$$

*)Предположение о квазистационарности оправдано тем, что обычно радиус внутренней области достаточно мал по сравнению с размерами внешней области.

$$q_j = \frac{2\pi H_j}{\ell n \frac{r_{cj}}{r_{kj}}} \int_{P_{kj}}^{P_{cj}} k \left[ \frac{f_r}{\mu_r B_r} + \frac{(1+R_n) f_n}{\mu_n B_n} + \frac{(1+R_g) f_g}{\mu_g B_g} \right] dP$$

$$\varphi_n = \frac{f_n}{\mu_n B_n} \left[ \frac{f_r}{\mu_r B_r} + \frac{(1+R_n) f_n}{\mu_n B_n} + \frac{(1+R_g) f_g}{\mu_g B_g} \right]^{-1}$$

$$\varphi_g = \frac{f_g}{\mu_g B_g} \left[ \frac{f_r}{\mu_r B_r} + \frac{(1+R_n) f_n}{\mu_n B_n} + \frac{(1+R_g) f_g}{\mu_g B_g} \right]^{-1} \qquad (4.5)$$

$$\varphi_r = 1 - \varphi_n - \varphi_g$$

Связь дебитов и давлений в рядах и скважинах дается выражениями

$$Q_{nj} = n_j q_{nj}, \quad Q_{gj} = n_j q_{gj}, \quad Q_{rj} = n_j q_{rj} \qquad (4.6)$$

$$P_j = P_{kj}$$

Здесь $r_{cj}$ – радиус скважины; $r_{kj}$ – радиус внутренней области в $j$-ом ряду; $P_{cj}$ – заданное забойное давление на скважине; $P_{kj}$ – давление на границе внутренней области; $P_j$ – давление на $j$-той галерее; $n_j$ – число скважин $j$-го ряда; $k_j$, $H_j$ – проницаемость и мощность во внутренней области $j$-го ряда; $\varphi_n$, $\varphi_g$, $\varphi_r$ – доли нефти, воды и газа в потоке.

Значения $\varphi_{nj}$, $\varphi_{gj}$, $\varphi_{rj}$ для нагнетательных скважин определяются заданными условиями на $r_{cj}$, для эксплуатационных – вычисляются по значениям параметров на $r_{kj}$, которые "приносятся" из пласта, то есть

$$\varphi_{nj} = \begin{cases} \varphi_n(P_{cj}, S_{ncj}, S_{gcj}) & \text{если } q_j > 0 \\ \varphi_n(P_j, S_{nj}, S_{gj}) & \text{если } q_j < 0 \end{cases} \qquad (4.7)$$

$$\varphi_{\varepsilon j} = \begin{cases} \varphi_\varepsilon(P_{cj},\ S_{нcj},\ S_{\varepsilon cj}) & \text{если } q_j > 0 \\ \varphi_\varepsilon(P_j,\ S_{нj},\ S_{\varepsilon j}) & \text{если } q_j < 0 \end{cases}$$

Здесь $S_{нcj}$ и $S_{\varepsilon cj}$ – насыщенности на нагнетательных скважинах в $j$-ом ряду; $S_{нj} = S_н(x_j, t)$, $S_{\varepsilon j} = S_\varepsilon(x_j, t)$ – насыщенности на $j$-ой галерее.

Известно, что при установившемся трехфазном течении насыщенности, а, следовательно, и относительные проницаемости являются функциями $P$. Для упрощения программы расчетов интеграл, входящий в выражение для $q_j$, вычислялся приближенно, при этом функции относительных проницаемостей заменялись некоторыми постоянными*) значениями $\bar{f}_н$, $\bar{f}_\varepsilon$, $\bar{f}_г$.

3. Граничные и начальные условия. Требуется задать условия на скважинах, внешних границах $x = x_c$, $x = x_\perp$ области течения и начальные условия. Условия на скважинах (т.е. на контурах радиуса $r_{cj}$) задаются следующим образом.

I. На эксплуатационных скважинах достаточно задать либо давление, либо дебит. В последнем случае можно задать дебит одного компонента или суммарный дебит двух или всех трех компонентов (нефти, газа, воды).

II. На нагнетательных скважинах задается либо давление и доли воды и газа в потоке, либо расходы воды в газе.

Условия на внешних границах формулируются аналогично.

III. Если через границу жидкость вытекает из области, то на границе достаточно задать либо давление, либо расход. В

*) Для нагнетательных скважин значения $\bar{f}_н$, $\bar{f}_\varepsilon$, $\bar{f}_г$ берутся на $r_{cj}$, для эксплуатационных – на $r_{kj}$.

последнем случае можно задать расход одного компонента или суммарный расход двух или всех трех компонентов.

IУ. Если через границу жидкость втекает в область, то на границе задается либо давление и доли нефти, воды и газа, либо расходы нефти, воды и газа.

В частном случае, когда граница непроницаема, на ней задаются только условия равенства нулю объемных расходов нефти, воды и газа.

У. В качестве начальных условий задаются распределения давления и осредненных по мощности насыщенностей в начальный момент времени. В частности, таким образом можно моделировать начальные положения водонефтяного и газонефтяного контактов.

4. Метод решения. Решение сложной нелинейной системы (4.I) - (4.6), описывающей трехфазную фильтрацию в многорядной системе скважин, реализовано методом конечных разностей по схеме сквозного счета. Эта схема, полностью дивергентная по всем фазам, пригодна для описания любых вариантов течения - от однофазного (жесткого, упругого или чисто газового) до трехфазного [19]. Схема апробирована на эталонных (точных) решениях, полученных в [20]. Отметим, что схема сквозного счета для многорядных систем скважин при двухфазной фильтрации несжимаемых жидкостей предложена в [11].

В области $0 \leq x < L$, $0 \leq t \leq T$ введем две разностные сетки. Насыщенности определим на сетке $(x_i, t_s^n)$, а давление на сетке $(x_i, t_p^n)$. Здесь $x_i = i\Delta x$; $t_s^0 = 0$; $t_s^{n+1} = t_s^n + \Delta t^n$; $t_p^{-1} = -\Delta t^0$; $t_p^n = t_p^{n-1} + \Delta t^n$

( $i = 0, I, \ldots, N$ ), ( $n = 0, I, \ldots, M$ ).

$\Delta x$ – шаг по $x$ ($\Delta x = L/N$); $\Delta t^n$ – переменный шаг по $t$ ($t^{M+1} = T$). Очевидно, слои $t_s^{n+1}$ и $t_\rho^n$ сдвинуты на постоянную величину $t_s^{n+1} - t_\rho^n = \Delta t^\circ$ ($\Delta t^\circ$ – задаваемый начальный шаг). Скорости и некоторые коэффициенты будем относить к "полуцелым" узлам $x_{i\pm 1/2}$.

Систему (4.I) – (4.6) аппроксимируем с погрешностью $O(\Delta x, \Delta t)$ следующими дивергентными разностными уравнениями

$$\Delta x A_i \left[ S_{ni}^{n+1} \left(\frac{m}{B_n}\right)_i^n - S_{nj}^n \left(\frac{m}{B_n}\right)_i^{n-1} \right] + \Delta t^n \left[ \left(\frac{W_n}{B_n}\right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{W_n}{B_n}\right)_{i-1/2}^n \right] = \Delta t^n \sum_j n_j q_{nj}^n \delta_{ij} \qquad (4.8)$$

$$\Delta x A_i \left[ S_{\varepsilon i}^{n+1} \left(\frac{m}{B_\varepsilon}\right)_i^n - S_{\varepsilon i}^n \left(\frac{m}{B_\varepsilon}\right)_i^{n-1} \right] + \Delta t^n \left[ \left(\frac{W_\varepsilon}{B_\varepsilon}\right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{W_\varepsilon}{B_\varepsilon}\right)_{i-1/2}^n \right] = \Delta t^n \sum_j n_j q_{\varepsilon j}^n \delta_{ij} \qquad (4.9)$$

$$\Delta x A_i \left[ S_{ri}^{n+1} \left(\frac{m}{B_r}\right)_i^n + S_{\varepsilon i}^{n+1} \left(\frac{m R_\varepsilon}{B_\varepsilon}\right)_i^n + S_{ni}^{n+1} \left(\frac{m R_n}{B_n}\right)_i^n - S_{ri}^n \left(\frac{m}{B_r}\right)_i^{n-1} - S_{\varepsilon i}^n \left(\frac{m R_\varepsilon}{B_\varepsilon}\right)_i^{n-1} - S_{ni}^n \left(\frac{m R_n}{B_n}\right)_i^{n-1} \right] + \Delta t^n \left[ \left(\frac{W_r}{B_r}\right)_{i+1/2}^n + R_{\varepsilon i+1/2}^n \left(\frac{W_\varepsilon}{B_\varepsilon}\right)_{i+1/2}^n + R_{ni+1/2} \left(\frac{W_n}{B_n}\right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{W_r}{B_r}\right)_{i-1/2}^n - R_{\varepsilon i-1/2}^n \left(\frac{W_\varepsilon}{B_\varepsilon}\right)_{i-1/2}^n - R_{ni-1/2}^n \left(\frac{W_n}{B_n}\right)_{i-1/2}^n \right] = \Delta t^n \sum_j n_j q_{rj}^n \delta_{ij} \qquad (4.10)$$

$$\delta = \begin{cases} 1, & \text{если } x_i = x_j \\ 0, & \text{если } x_i \neq x_j \end{cases}$$

$$\left(\frac{W_н}{B_н}\right)^n_{i+1/2} = \begin{cases} f^n_{нi}\,\bar{W}^n_{нi+1/2}, & \text{если } \bar{W}^n_{нi+1/2} \geq 0 \\ f^n_{нi+1}\,\bar{W}^n_{нi+1/2}, & \text{если } \bar{W}^n_{нi+1/2} < 0 \end{cases}$$

$$\bar{W}^n_{нi+1/2} = -\alpha^n_{нi+1/2}\left(\frac{P^n_{i+1} - P^n_i}{\Delta x} + \gamma^n_{нi+1/2}\frac{D_{i+1} - D_i}{\Delta x}\right)$$

$$\alpha^n_{нi+1/2} = \frac{1}{2}\left[\left(\frac{Ak}{\mu_н B_н}\right)^n_{i+1} + \left(\frac{Ak}{\mu_н B_н}\right)^n_i\right]$$

$$R^n_{нi+1/2} = \frac{1}{2}\left(R^n_{нi+1} + R^n_{нi}\right)$$

$$\gamma^n_{нi+1/2} = \frac{1}{2}\left(\gamma^n_{нi+1} + \gamma^n_{нi}\right)$$

(разностные выражения для $W_г/B_г$ и $W_г/B_г$ аналогичны)

$$q^n_{нj} = q^n_j \varphi^n_{нj}, \quad q^n_{гj} = q^n_j \varphi^n_{гj}, \quad q^n_{гj} = q^n_j \varphi^n_{гj} \qquad (4.11)$$

$$q^n_j = \frac{2\pi H_i}{\ln\frac{r_{ci}}{r_{kj}}}\left(\bar{f}_г \int_{p^n_j}^{p^n_{cj}} \frac{k_j(P)\,dP}{\mu_г(P)\,B_г(P)} + \right.$$

$$+ \bar{f}_н \int_{p^n_j}^{p^n_{cj}} k_j(P)\,\frac{1 + R_н(P)}{\mu_н(P)\,B_н(P)}\,dP + \qquad (4.12)$$

$$\left. + \bar{f}_в \int_{p^n_j}^{p^n_{cj}} k_j(P)\,\frac{1 + R_в(P)}{\mu_в(P)\,B_в(P)}\,dP\right)$$

Формулы для $R_н$, $\gamma_н$, $\alpha_н$ в полуцелых узлах (и аналогичные для воды и нефти) следуют из интегро-интерполяционного метода аппроксимации, при этом функции $\bar{f}_н$, $\bar{f}_в$, $\bar{f}_г$ отнесены в ближайший узел сетки вверх по потоку для обеспечения устойчивости разностной схемы.

Исключив $S_{нi}^{n+1}$, $S_{вi}^{n+1}$, $S_{гi}^{n+1}$ из уравнений (4.8) - (4.10) с помощью соотношения

$$S_{нi}^{n+1} + S_{вi}^{n+1} + S_{гi}^{n+1} = 1 \quad , \tag{4.13}$$

получим разностное уравнение относительно давления

$$A_i \frac{\Delta x}{\Delta t^n}\left[C_{нi}^n\left(H_{нi}^n - H_{нi}^{n-1}\right) + C_{вi}^n\left(H_{вi}^n - H_{вi}^{n-1}\right) + \left(H_{гi}^n - H_{гi}^{n-1}\right)\right] =$$

$$= \left[\left(H_{нi}^n - R_{нi+1/2}^n\right)\left(\frac{W_н}{B_н}\right)_{i+1/2}^n - \left(H_{нi}^n - R_{нi-1/2}^n\right)\left(\frac{W_н}{B_н}\right)_{i-1/2}^n\right] +$$

$$+ \left[\left(H_{вi}^n - R_{вi+1/2}^n\right)\left(\frac{W_в}{B_в}\right)_{i+1/2}^n - \left(H_{вi}^n - R_{вi-1/2}^n\right)\left(\frac{W_в}{B_в}\right)_{i-1/2}^n\right] -$$

$$- \left[\left(\frac{W_г}{B_г}\right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{W_г}{B_г}\right)_{i-1/2}^n\right] + Q_i^n \tag{4.14}$$

$$C_{нi}^n = S_{нi}^n \left(\frac{m}{B_н}\right)_i^{n-1}, \quad C_{вi}^n = S_{вi}^n \left(\frac{m}{B_в}\right)_i^{n-1},$$

$$Q_i^n = \sum_j \delta_{ij}\left(Q_{гj}^n - H_{нj}^n Q_{нj}^n - H_{вj}^n Q_{вj}^n\right)$$

$$H_{нi}^n = \left(R_н - \frac{B_н}{B_г}\right)_i^n, \quad H_{вi}^n = \left(R_в - \frac{B_в}{B_г}\right)_i^n, \quad H_{гi}^n = \left(\frac{m}{B_г}\right)_i^n$$

Уравнение (4.14) имеет недивергентный вид, но так как оно является точным следствием дивергентных разностных уравнений (4.8) - (4.10), то закон сохранения для всех фаз будет выполнен.

Разностная задача расщепляется на две: сначала из уравнения (4.14) определяем $P_i^n$ по известным $P_i^{n-1}$, $S_{ni}^n$, $S_{ei}^n$, $S_{ri}^n$; затем из любых трех уравнений системы (4.8) - (4.10), (4.13) находим $S_{ni}^{n+1}$, $S_{ri}^{n+1}$, $S_{ei}^{n+1}$ по известным $S_{ni}^n$, $S_{ei}^n$, $S_{ri}^n$, $P_i^n$, $P_i^{n-1}$.

Уравнение (4.14) неявное и нелинейное относительно $P_i^n$. Оно решается итерационным методом с использованием линеаризации, причем $H_{ni}^n$, $H_{ei}^n$, $H_{ri}^n$ в левой части (4.14) и $Q_{nj}^n$, $Q_{ej}^n$, $Q_{rj}^n$ в $Q_i^n$ линеаризуются методом Ньютона, то есть

$$\begin{aligned}(H_i^n)^\nu &= H(P_i^{\nu-1}) + H'(P_i^{\nu-1})(P_i^\nu - P_i^{\nu-1})\\ (Q_i^n)^\nu &= Q(P_i^{\nu-1}) + Q'(P_i^{\nu-1})(P_i^\nu - P_i^{\nu-1})\end{aligned}, \qquad (4.15)$$

а остальные коэффициенты, а также снос относительных проницаемостей вверх по потоку, вычисляются с предыдущей ($\nu$-I)-ой итерации. Неизвестные $P_i^\nu$ ($\nu$ - номер итерации) находятся из линеаризованного уравнения методом прогонки. Число итераций задается. Численные эксперименты показывают, что в задачах смешанного режима вытеснения достаточно трех итераций, чтобы дисбаланс по фазам был незначительным.

Уравнения (4.8) - (4.10) явные относительно $S_{ni}^{n+1}$, $S_{ei}^{n+1}$ $S_{ri}^{n+1}$. Для устойчивости счета должно соблюдаться условие типа Куранта. Отбросим уравнение для газовой фазы, заменив его соотношением (4.13). Рассмотрим сначала случай, когда относительные проницаемости зависят только от "своей" насыщенности: $f_n = f_n(S_n)$, $f_e = f_e(S_e)$, $f_r = f_r(S_r)$.

Можно показать, что в этом случае имеет место устойчивость вида [16]

$$\|C_\lambda^{n+1}\| \le (1+M\Delta t^n)\|C_\lambda^n\|, \quad \|C_\lambda^n\| = \max|C_{\lambda,i}^n| \quad , \quad (4.16)$$

если шаги $\Delta t^n$ и $\Delta x$ подчинить условию типа Куранта

$$\Delta t^n \le \frac{\omega_\lambda \Delta x}{W_\lambda^*}, \quad W_\lambda^* = \max|\tilde{W}_{\lambda,i+1/2}^n|,$$

$$\omega_\lambda = \min \frac{A(x)m(x,P)}{f_\lambda'(S_\lambda)B_\lambda(P)} \qquad (4.17)$$

($M$ – константа, $\lambda = H, \delta$)

В общем случае оценки для $\omega_\lambda$ не изменяются существенно, т.к. для смачивающих фаз обычно $f_\lambda$ зависит только от $S_\lambda$, а для несмачивающей фазы зависимость двухпараметрической функции $f_\lambda$ от "своей" насыщенности $S_\lambda$ является преобладающей. Благодаря последнему обстоятельству схема практически устойчива, несмотря на то, что нет полного согласования ее с характеристиками системы.

Численные эксперименты показали, что для типичных кривых относительных проницаемостей условие (4.17) обеспечивает вычислительную устойчивость. Иногда удобно рассматривать $\omega = \min(\omega_\lambda)$ как эмпирический счетный параметр.

Описанный численный алгоритм реализован в виде программы на языке ФОРТРАН*). Все входные функции, характеризующие моделируемый процесс, а также граничные и начальные условия задаются в виде подпрограмм-функций. Вводятся также

*) Программа GØWRØW составлена Б.В. Шалимовым при участии Н.С. Коготковой.

необходимые константы и счетные параметры (шаги разностей сетки, число итераций, число Куранта и т.д.).

В результате решения на ЭВМ вычисляются и, в определенные моменты времени выдаются на широкоформатную печать распределения давления, насыщенностей, а также текущие дебиты скважин, накопленные расходы нефти, воды и газа (приведенные к стандартным условиям), газо-нефтяной и водо-нефтяной факторы, коэффициент нефтеотдачи. В процессе счета контролируется выполнение баланса по нефти, газу и воде.

## § 5. Оценка точности метода

Для проверки точности метода квазиодномерной схематизации была выбрана типичная двумерная задача совместной фильтрации несжимаемых жидкостей в горизонтальном пласте. Решение этой задачи было получено двумя методами: предлагаемым и традиционным конечно-разностным. Последнее решение ниже будем называть решением в точной постановке*). Сравнение результатов обоих решений дает представление об эффективности квазиодномерной аппроксимации течения и соответствующего метода расчета.

Рассмотрим замкнутую прямоугольную область горизонтального пласта (рис. 5.I), разрабатываемую двумя парами нагнетательных и эксплуатационных скважин, расположенных на продольной оси симметрии. Очевидно, выбранную область можно интерпретировать как повторяющийся элемент пласта с параллельными нагнетательными и эксплуатационными рядами равнодебитных скважин. Жидкости и порода считаются несжимаемыми ($B_н = B_в = I$), пластовое давление выше давления насыщения, т.е. $S_г = 0$. Пористость и мощность пласта приняты постоянными. На скважинах поддерживаются заданные забойные давления. На скважинах поддерживаются заданные забойные давления. На контурах нагнетательных скважин задана предельная водонасыщенность, равная I. Перед началом закачки пласт полностью насыщен нефтью, т.е. начальная водонасыщенность пласта равна 0. Остальные необходимые для расчетов данные таковы:

*) Как известно, точные аналитические решения подобных задач получить не удается.

| | | |
|---|---|---|
| Длина пласта $L$ | в см | $3 \cdot 10^5$ |
| Ширина пласта $B$ | в см | $6{,}5 \cdot 10^4$ |
| Мощность пласта $H$ | в см | 100 |
| Пористость $m$ | в % | 20 |
| Расстояние между скважинами $2\sigma$ | в см | $7{,}5 \cdot 10^4$ |
| Приведенный радиус скважины $r_c$ | в см | $10^{-2}$ |

Забойное давление:

а) на нагнетательных скважинах $P_{cн}$ в ат 200

б) на эксплуатационных скважинах $P_{cэ}$ в ат 100

Абсолютная проницаемость пласта $k$ в дарси 0,24

Вязкость нефти $\mu_н$ в сП 10

Вязкость воды $\mu_в$ в сП 1

Примем радиус внутренней области $r_к = \sigma/\pi$

Гидродинамические расчеты произведены для пласта двух типов. В первом случае пласт считается однородным, с заданными относительными проницаемостями. Во втором – пласт считается слоистым и для него с помощью приведенной выше методики получены модифицированные фазовые проницаемости.

Однородный пласт. Относительные фазовые проницаемости взяты в виде

$$f_в = S_в^2, \quad f_н = S_н^2 \quad ,$$

На рис. 5.2 дана динамика дебитов нефти и жидкости, добываемых из пласта. Пунктирной кривой изображены результаты расчетов по методу квазиодномерной схематизации, сплошной – результаты решения задачи в точной постановке*). Число узлов

*) Решение получено по программе, составленной А.Б.Королевым и модифицированной для данной задачи М.В. Гохманом.

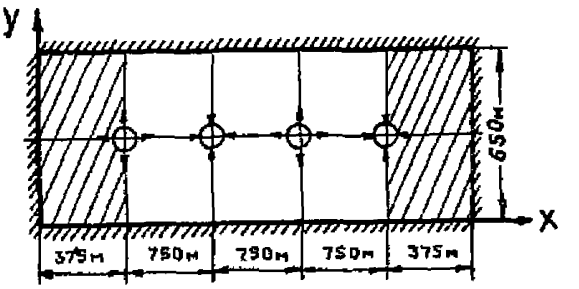



Рис. 5.1. Расчетный элемент.

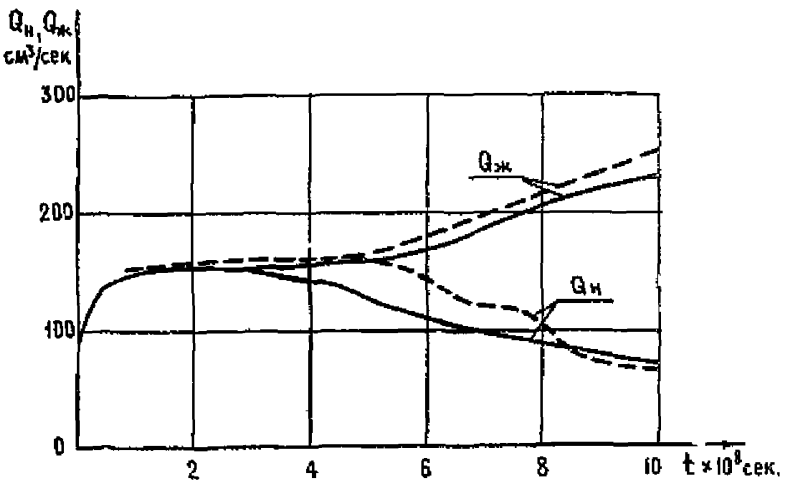



Рис. 5.2. Дебиты нефти и жидкости однородного пласта.

при квазиодномерной схематизации равно 120, размерность двумерной сетки - 60 х 15.

Из рис. 5.2. видно, что соответствующие кривые удовлетворительно согласуются. Лучшее согласие имеет место для накопленных дебитов нефти и жидкости (рис: 5.3). Максимальное относительное расхождение кривых в данном случае не превышает 15%.

На рис. 5.4 приведено сравнение результатов распределений давления и насыщенности по длине пласта при $t = 6{,}6 \cdot 10^8$ сек (двумерные распределения для сравнения осреднялись по ширине пласта). Пунктирные кривые получены из квазиодномерного решения, сплошные - из решения в точной постановке. Совпадение распределений давления почти полное, насыщенности же, как и следовало ожидать, заметно отличаются, особенно в области, прилегающей к левой границе пласта. Здесь, по-видимому, сильнее всего оказывается двумерность течения, которое при квазиодномерной аппроксимации в областях, прилегающих к границам (на рис. 5.1 они заштрихованы), вообще отсутствует.

Неоднородный слоистый пласт. Проницаемости слоев, составляющих неоднородный пласт, выбраны таким образом, что модифицированные относительные проницаемости имеют вид

$$F_в = 1 - S_н^2 \ , \quad F_н = S_н^2$$

Средняя абсолютная проницаемость пласта принята равной 0,25 Дарси.

На рис. 5.5 приведена динамика дебитов нефти и жидкости, причем пунктирные кривые соответствуют решению задачи в ква-

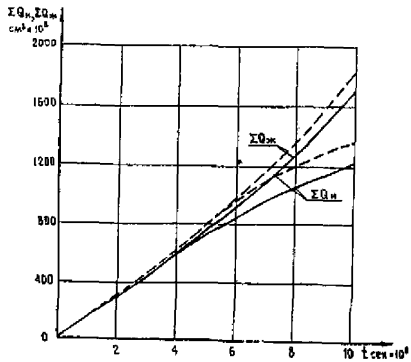



Рис. 5.3. Накопленные дебиты нефти и жидкости однородного пласта.

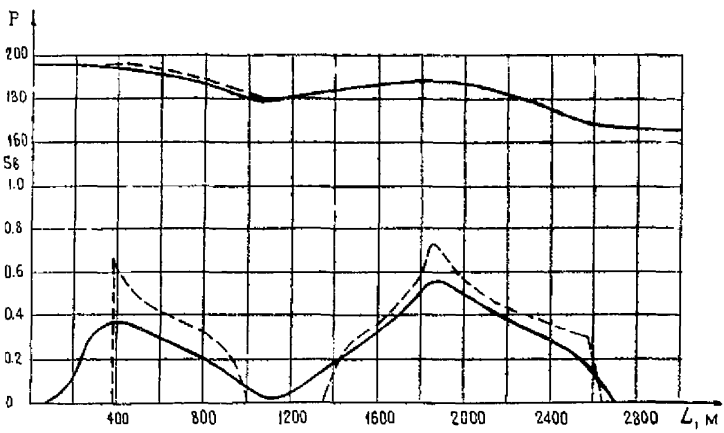



Рис. 5.4. Распределение давления и насыщенности по длине однородного пласта.

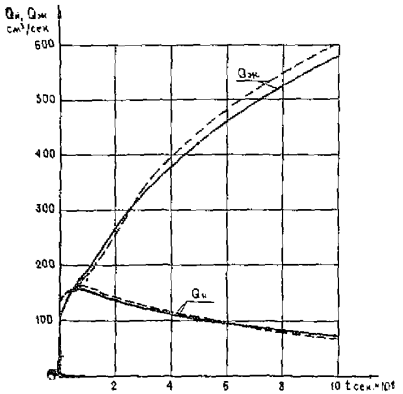



Рис. 5.5. Дебиты нефти и жидкости неоднородного пласта.

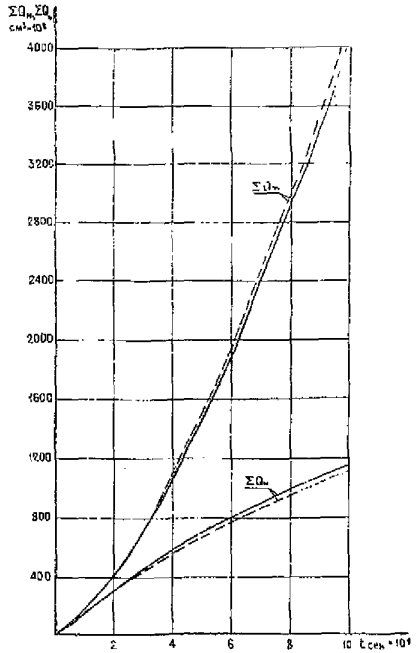



Рис.5.6. Накопленные дебиты нефти и жидкости неоднородного пласта.

зиодномерной постановке, сплошные – в точной постановке. Изменение накопленной добычи нефти и воды во времени дано на рис. 5.6. Обращает на себя внимание согласие результатов решения в обеих постановках, причем оно даже лучше, чем для однородного пласта. Это объясняется тем, что в данном случае решающее влияние на результаты расчетов оказывает неоднородность пласта, а не двумерность течения.

## § 6. Расчет показателей для объекта разработки с учетом поэлементного ввода

На практике период интенсивного разбуривания месторождения (объекта) обычно соизмерим со временем извлечения основной части запасов нефти и газа. Поэтому при определении технологических показателей объекта следует учесть динамику ввода элементов в разработку.

Технологические показатели разработки элементов и программа последовательности ввода элементов дают возможность найти показатели разработки объекта в целом. Поскольку важнейшие показатели разработки объекта являются величинами аддитивными, т.е. получаются суммированием аналогичных показателей элементов, основная формула для подсчета имеет вид

$$Y^i(T) = \sum_{\substack{1 \le k \le T \\ 1 \le j \le M}} n_{jk} X^i_{j,T-k+1} \qquad (6.1)$$

Здесь: $i$ - номер показателя ($1 \le i \le N$), где $N$ - общее число показателей, по которым производится суммирование;

$j$ - номер типа элемента ($1 \le j \le M$), $M$ - общее число типов элементов, $T$ - время в годах от начала разработки объекта.

На это время подсчитываются показатели разработки объекта.

$X_{j,T-k+1}$ - значение $i$-того показателя для элемента $j$-того типа к моменту $T$, если этот элемент введен в разработку в $k$-тый год. Например $X^3_{2,8}$ - третий показатель для элемента

второго типа, введенного в разработку за 8 лет до момента Т. При этом считается, что элемент вводится в начале $k$ -того года, а показатель $T$ интересует нас с конца года Т.

$n_{jk}$ – количество элементов $j$ -того типа, введенных в $k$-том году. Наконец, искомый показатель $y^i(T)$ – суть $i$-тый показатель для всего объекта к моменту Т.

После вычисления всех необходимых показателей на различные даты Т формируются и выдаются в напечатанном виде таблицы искомых показателей.

Все вычисления реализуются с помощью программы "SUMMA", организующей обработку показателей для элементов, ранее записанных в память ЭВМ, использующей программу ввода элементов, и производящей вычисление и печать итоговых показателей. Программа SUMMA приведена в приложении IУ.*)

*)Программа SUMMA составлена М.В. Гохманом.

## § 7. Исходные данные, необходимые для расчетов и их подготовка

Для выполнения расчетов рассматриваемый пласт (объект) расчленяется на расчетные элементы. При этом следует иметь в виду: а) гидродинамическое взаимодействие между элементами должно быть по возможности минимальным ; б) ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин должны быть ортогональны продольной оси элемента.

Расчетный элемент может иметь произвольную форму (рис. 7.Iа), поперечное сечение его $A = A(x)$ т.е. является функцией координаты. Боковые поверхности кровли и подошвы непроницаемы. В частности, расчетный элемент может быть круговым сектором (рис. 7.Iб) или прямоугольником (рис. 7.Iв).

### Исходные данные для расчета элемента

Для каждого расчетного элемента необходимо иметь следующие данные:

I. Выборка значений проницаемости или гистограмма проницаемости по керну или геофизике с указанием объема выборки. Необходимо также на основании анализа имеющейся геологической информации задать варианты разбиения пласта на пропластки (по числу пропластков).

2. $\bar{H}(x)$ по карте эффективных мощностей.

3. $\tilde{k}^{*}H = f(x)$ , построенная на основании КВД.

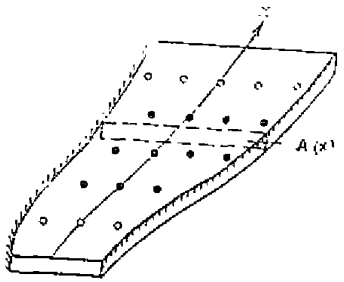



Рис. 7.1-а . Форма расчетного элемента

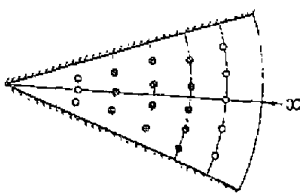



Рис. 7.1-б. Круговой сектор

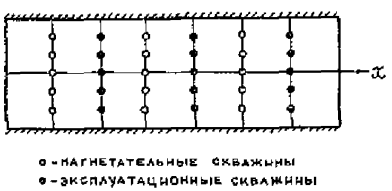



Рис. 7.1-в . Прямоугольник.

Однако, зачастую, ввиду ограниченности количества гидродинамических исследований методом КВД, не всегда представляется возможность построения карты $\tilde{k}^{*}H$. В этом случае можно поступить следующим образом.

Пусть имеются данные определения $\tilde{k}_i^{*} H_i$ по КВД для $N$ скважин, где $i = 1, \ldots, N$. Вводится эффективная проницаемость.

$$\bar{k} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \frac{\tilde{k}_i^{*} H_i}{\bar{H}_i}$$

где $H_i$ - эффективная мощность пласта в $i$-ой скважине. Тогда в уравнениях (4.1) - (4.6) вместо $kH$ следует подставить величину $\bar{k}\bar{H}(x)$.

4. $\tilde{m}^{*}H = m\bar{H}(x)$, где $m$ - средняя пористость эффективного объема пласта, принятая при подсчете запасов.

5. Геометрические размеры расчетного элемента: ширина $b = b(x)$, длина - $L$.

6. Превышение координаты $x$ над некоторой произвольно выбранной горизонтальной плоскостью $\mathfrak{D} = \mathfrak{D}(x)$.

7. Физические свойства пластовых флюидов: вязкости $\mu_н(p)$, $\mu_г(p)$, $\mu_в(p)$; объемные коэффициенты $B_н(p)$, $B_г(p)$, $B_в(p)$; растворимости газа в нефти и воде $R_н(p)$, $R_в(p)$; удельные веса нефти, газа и воды $\gamma_{но}$, $\gamma_{го}$, $\gamma_{во}$ *при стандартных условиях.*

8. Относительные фазовые проницаемости системы нефть-газ-вода, определенные экспериментально на керне $f_н(\sigma_в, \sigma_г)$,

$f_г(\sigma_в, \sigma_г)$, $f_в(\sigma_в, \sigma_г)$, либо относительные фазовые проницаемости для нефти и газа в присутствии связанной воды $f_н(\sigma_в)$, $f_г(\sigma_в)$ и относительные фазовые проницаемости для нефти и воды в присутствии остаточного газа $f_н(\sigma_в)$, $f_в(\sigma_в)$.

9. Значение насыщенности связанной водой $\sigma_{вс}$, остаточных нефте- и газонасыщенностей $\sigma_{но}$, $\sigma_{го}$ по данным лабораторных исследований. При наличии относительных фазовых проницаемостей среднее значение $\sigma_{но}$ может быть рассчитано.

10. Начальное распределение осредненных по эффективной мощности нефте- и водонасыщенности $S^0_н = S^0_н(x)$, $S^0_в = S^0_в(x)$.

11. Начальное распределение давления $P_0 = P_0(x)$.

12. Координата ряда $x_j$ и число скважин $j$-ого ряда $n_j$.

13. Радиусы скважины $r_{cj}$ и внутренней области $r_{кj}$, причем последний может быть принят равным $\sigma_j / \sqrt{\pi}$, где $\sigma_j$ – половина расстояния между скважинами в ряду. Если известен коэффициент продуктивности (приемистости) $K_j$, можно сразу определить $\ln \frac{r_{cj}}{r_{кj}}$. При недостаточном количестве прямых определений по индикаторным кривым коэффициент продуктивности (приемистости) скважин $j$-го ряда вычисляется приближенно по формуле $K_j = K_{уд} \cdot \bar{h}_j$, где $K_{уд.}$ – средний удельный коэффициент продуктивности (приемистости) по всем исследованным скважинам

$$K_{уд.} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \frac{K_i}{\bar{h}_i}$$

I4. Дата ввода в эксплуатацию или под нагнетание $j$-того ряда $t_{oj}$ .

I5. Коэффициент эксплуатации $C_э(t)$ . Зависимость коэффициента эксплуатации от времени учитывает реальное время работы скважин в элементе. При этом следует учитывать существенное снижение коэффициента эксплуатации в первом году работы элемента из-за разновременного ввода скважин элемента в эксплуатацию. Так, например, реальное время их работы в первом году для месторождений Западной Сибири составляет в среднем 0,37 года.

I6. Коэффициент воздействия (влияния прерывистости коллектора) $\xi$ . Методы определения $\xi$ имеются в работах [2, 4].

I7. Режим работы скважин:

а) эксплуатационных - забойное давление скважин в ряду $P_{cэj}(t)$, либо дебит дидкости $q_{ж j}(t)$ ;

б) нагнетательных - забойное давление скважин в ряду $P_{cнj}(t)$ и доли закачиваемых агентов в общем расходе $\varphi_{вj}(t)$ $\varphi_{rj}(t)$, либо расходы закачиваемых агентов $q_{вj}(t)$, $q_{rj}(t)$.

I8. Обводненность (загазованность) ряда $\varphi^*_{вj}$ , $\varphi^*_{rj}$ или время $t^*_j$ , при котором следует изменить режим работы ряда, например, с заданного $P_{cj}(t)$ перейти на заданный $q_{ж j}(t)$ или наоборот; отключить эксплуатационный ряд или перевести его под нагнетание, перевести скважину с фонтанной эксплуата-

ции на механизированную.

I9. Условия на внешних границах:

I. Граница непроницаема – объемные расходы нефти, газа и воды равны нулю ( $Q_н^г = Q_г^г = Q_в^г = 0$);

II. Граница проницаема –

а) если через границу жидкость втекает в область, то на границе задается либо давление $P^г(t)$ и доли нефти, газа и воды $\varphi_н^г(t)$, $\varphi_г^г(t)$, $\varphi_в^г(t)$, либо расходы нефти, газа и воды $Q_н^г(t)$, $Q_г^г(t)$, $Q_в^г(t)$;

б) если через границу жидкость вытекает из области, то на границе задается либо давление $P^г(t)$, либо расход; в последнем случае можно задать расход одного компонента, например, воды $Q_в^г(t)$ или суммарный расход двух или всех трех компонентов (нефти, газа и воды).

## Исходные данные для расчета технологических показателей объекта разработки

Для расчета технологических показателей объекта в целом по формуле (6.I) и программе SUMMA необходимы следующие данные:

I. Технологические показатели каждого элемента, полученные в результате гидродинамических расчетов. Эти данные по мере проведения расчетов по элементам выдаются на широкую печать и, кроме того, записываются на магнитной ленте ЭВМ.

2. Порядок ввода элементов, задаваемый в виде матрицы ввода $\{n\}$, где $n_{jk}$ – количество элементов $j$-того типа, вводимых в $k$-том году.

3. Удельный вес воды и нефти в поверхностных условиях - тонны/м$^3$, необходимые для пересчета объемных расходов в весовые.

4. Запасы нефти по объекту - млн. тонн.

5. Начальный год ввода залежи в разработку.

## § 8. Расчетные показатели разработки и форма их выдачи

В результате расчетов определяются для $j$ -го ряда расчетного элемента в зависимости от времени следующие показатели:

а) случай заданных забойных давлений $P_{cj}(t)$ - дебиты (приемистости) нефти, газа и воды, QØ (т/сут), QG, QW ($м^3$/сут); - общий дебит (приемистость) нефти, газа и воды Q ($м^3$/сутки)*)

- накопленные отборы (объемы закачки) нефти, газа и воды QØSUM(т), QGSUM, QWSUM ($м^3$).

- общий накопленный отбор (объем закачки) нефти, газа и воды, QSUM ($м^3$);

-водонефтяной фактор, WORAT;

- газовый фактор, GORAT;

б) случай заданных дебитов эксплуатационных скважин и расходов нагнетательных скважин $q_{вj}(t)$, $q_{гj}(t)$.

- забойные давления на скважинах PCKB (ат).

Далее определяются те же показатели, что и в предыдущем случае.

Кроме того, в обоих случаях рассчитываются и выдаются распределения давления P и насыщенности нефти SØ, газа SG и воды SW по длине пласта в зависимости от времени T (сут.).

---

*)Все показатели выдаются в стандартных условиях.

По результатам вычислений показателей каждого ряда определяются в зависимости от времени T (год) для расчетного элемента следующие показатели:

1) дебит нефти Q НЭЛ (т/год), (т/сутки);

2) дебит жидкости, Q ЖЭЛ ($м^3$/год), ($м^3$/сутки);

3) обводненность продукции, WR ЭЛ;

4) газовый фактор, ГФЭЛ, ($нм^3$/т).

5) накопленный отбор нефти, A Q НЭЛ (т);

6) накопленный отбор воды, A Q ВЭЛ ($м^3$);

7) накопленный отбор газа, A Q ГЭЛ ($нм^3$);

8) накопленный отбор жидкости A Q ЖЭЛ ($м^3$);

9) добыча воды на I т добытой нефти, ВН $\phi$ ЭЛ ($м^3$/т);

10) нефтеотдача ЕТАЭЛ;

11) расход закачиваемой воды, Q ВЗЭЛ ($м^3$/год), ($м^3$/сутки);

12) объем закачанной воды, A Q ВЗЭЛ ($м^3$);

13) расход закачиваемого газа, Q ГЗЭЛ ($нм^3$/год);

14) объем закачанного газа, A Q ГЗЭЛ ($нм^3$);

15) количество действующих эксплуатационных скважин, ЧСКВЭ;

16) количество действующих нагнетательных скважин, ЧСКВН;

17) Отбор нефти из "новых"*) скважин, Q НЭЛIН (т/год);

18) Отбор нефти из "перешедших"**) скважин, Q НЭЛIС (т/год);

19) Количество новых эксплуатационных скважин, ЧСКНОВ.

*) "Новой" условно считается скважина, работающая менее одного года.

**) "Перешедшей" считается скважина, работающая более одного года.

20) Количество перешедших эксплуатационных скважин, ЧСКСТ;

21) Накопленный отбор нефти из нагнетательных скважин, А Q ОНАГ (тонн);

22) Количество нагнетательных скважин, дающих нефть*) ЧСЭНАГ;

23) Накопленный отбор нефти из механизированных**) скважин, А Q ОМЕХ (тонн);

24) Накопленный отбор жидкости из механизированных скважин, А Q ЖМЕХ ($м^3$);

25) Количество механизированных скважин, ЧМЕХ;

26) Накопленный отбор газа из скважин газовой шапки, А Q ГШ ($н.м^3$).

Все результаты расчетов могут выдаваться в форме таблиц и графиков.

По объекту разработки в результате расчетов по программе SUMMA выдается на печать две таблицы (§ 9), содержащих 39 технологических показателей, фиксируемых на каждый год разработки.

---

*) Скважины нагнетательных рядов в период освоения работающие как эксплуатационные.

**) Механизированные – скважины, обводненность продукции которых превосходит некоторый заданный предел.

## § 9. Пример расчета

*Проиллюстрируем применение предлагаемой методики на* достаточно типичном примере расчета технологических показателей разработки нефтегазовой залежи с применением заводнения. Для того, чтобы дать более полное представление о возможностях методики, *остановимся* подробнее на всех этапах расчета, начиная с построения модели неоднородного пласта и кончая выдачей технологических показателей.

Рассмотрим нефтегазовую залежь, схематически изображенную на рис. 9.1. В сводовой части имеется газовая шапка, в нижней части залежь окаймляется краевой водой.

На залежи выделены три зоны, отличающиеся между собой средней проницаемостью и мощностью. Границы зон обозначены пунктирными линиями на рис. 9.1.

Пласт разрабатывается двумя эксплуатационными и тремя нагнетательными рядами скважин, причем один нагнетательный ряд располагается в газовой шапке вблизи ГНК (барьерное заводнение), - другой - в водяной области вблизи ВНК (законтурное заводнение), третий - в нефтяной области (внутриконтурное заводнение). Выберем расчетный элемент в форме прямоугольника (рис. 9.2) с двумя эксплуатационными и тремя нагнетательными скважинами.*)

*) В данном случае число скважин в пределах расчетного элемента не имеет значения, т.к. увеличение их числа ведет просто к соответствующему увеличению ширины прямоугольника.

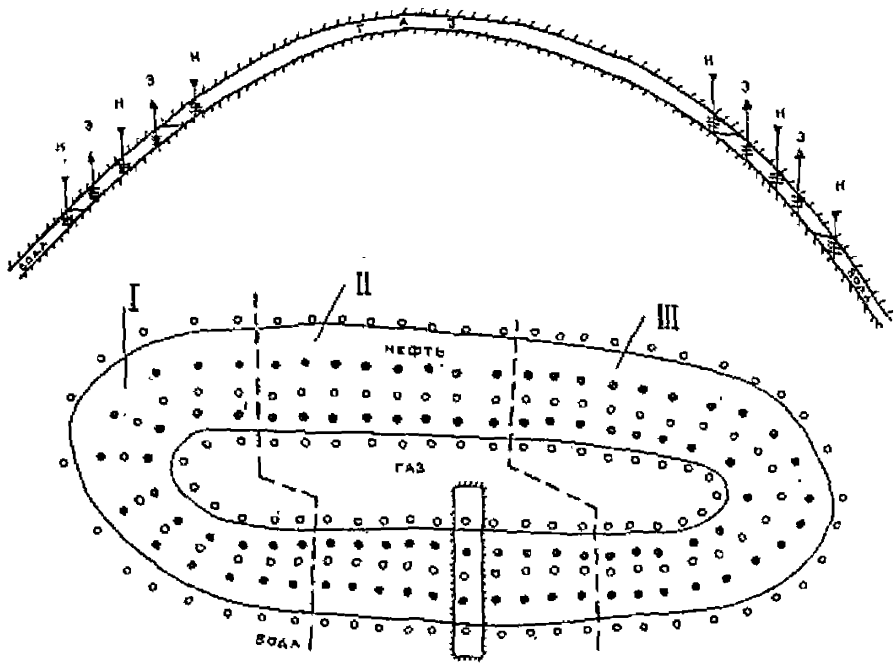



Рис. 9.1 . Схема нефтегазовой залежи.

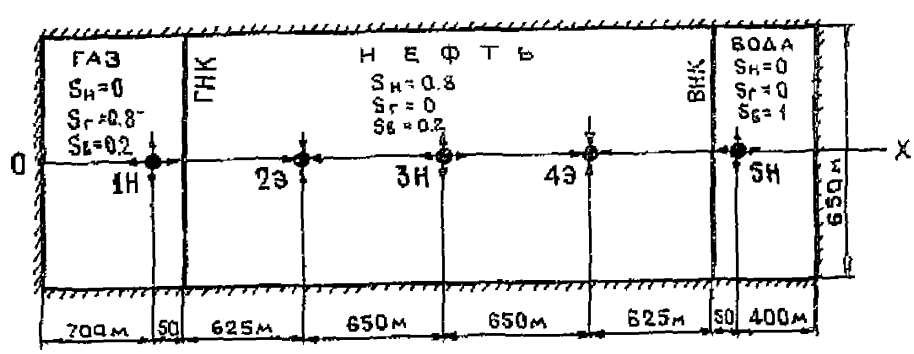



Рис. 9.2. Расчетный элемент нефтегазовой залежи.

Пренебрегая в данном примере размерами подгазовой и водонефтяной зон, примем газонефтяной и водонефтяной контакты перпендикулярными кровле и подошве. Кроме того, угол наклона пласта к горизонту считаем достаточно малым.

Приведем все исходные данные, используемые в расчетах, в соответствии с § 7.

Исходные данные для расчета элемента

1. Гистограмма проницаемости, построенная по выборке, состоящей из 7380 измерений, дана на рис. 9.3.

2. Эффективная мощность $H$ : I зона – 10 м, II зона – 12 м, III зона – 15 м.

3. Произведение $\tilde{k}^{*}H$ : I зона – 0,5 дм, II зона – 1,44 дм, III зона – 1,20 дм.

4. Произведение $\tilde{m}^{*}H$ : I зона – 1,5 м, II зона – 1,8 м, III зона – 2,25 м.

5. Геометрические размеры расчетного элемента: ширина $b$ = 650 м, длина $L$ = 3750 м.

6. Превышение координаты $x$ над горизонтальной плоскостью $\mathcal{D}$ = 0.

7. Физические свойства пластовых флюидов*)

Вязкости (сП),

$$\mu_{н} = 0{,}681 - 0{,}00116P$$

$$\mu_{г} = 0{,}03$$

$$\mu_{в} = 0{,}5$$

*) Здесь и далее $P$ в ат.

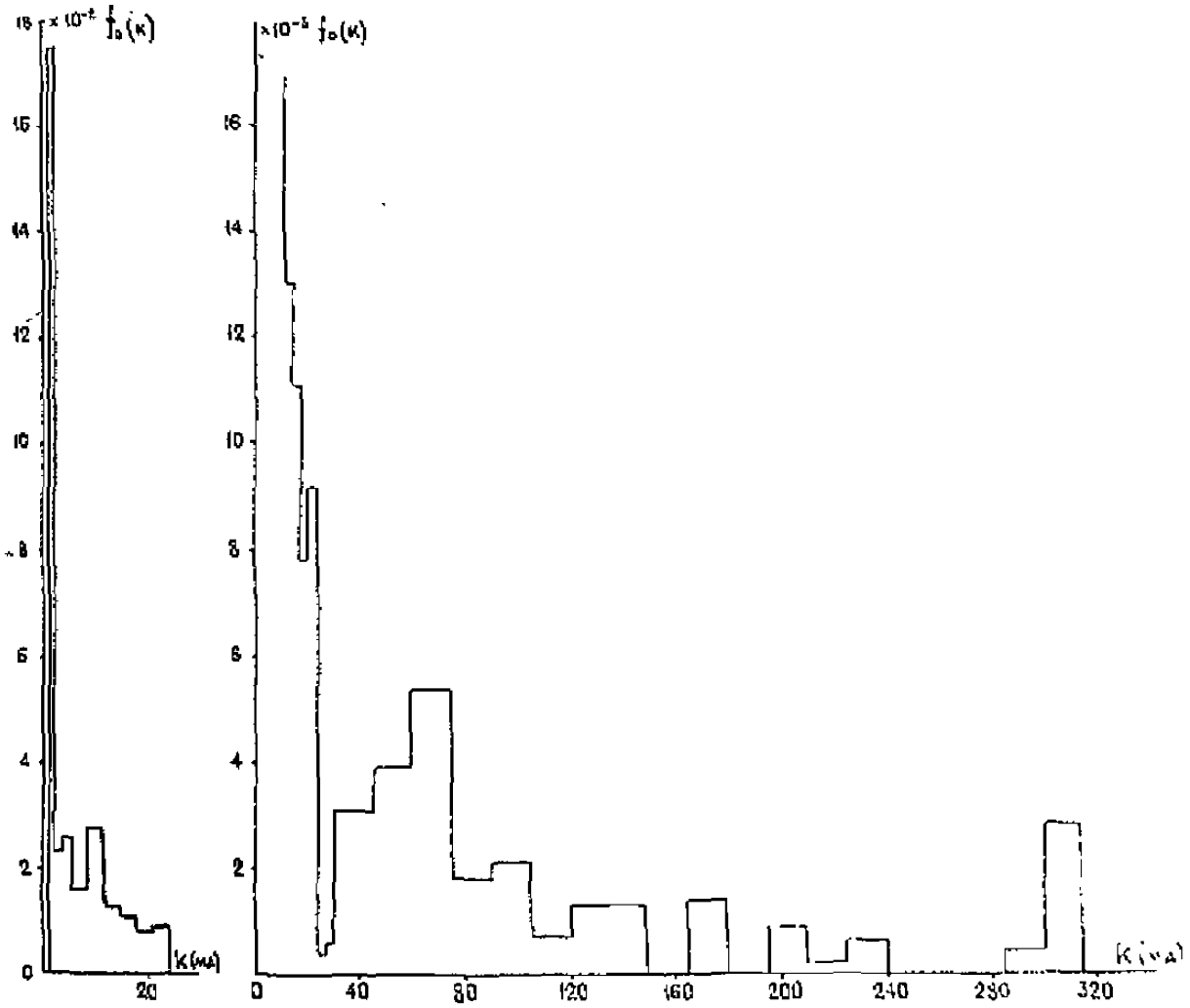



Рис. 9.3 . Гистограмма проницаемости.

Объемные коэффициенты:

$$B_н(P) = 1{,}08 + 0{,}0019P$$

$$B_г(P) = 1/P$$

$$B_в(P) = 1{,}0$$

Растворимости:

$$R_н(P) = 11{,}3 + 0{,}75P$$

$$R_в(P) = 0.$$

Удельные веса (кг/см$^3$):

$$\gamma_{но} = 0{,}743\cdot10^{-3},\quad \gamma_{го} = 1{,}29\cdot10^{-6},\quad \gamma_{во} = 1{,}0\cdot10^{-7}$$

8. Относительные фазовые проницаемости системы нефть - газ - вода приняты в соответствии с [18]

$$f_н(\sigma_в, \sigma_г) = \left[\frac{0.85 - (\sigma_г + \sigma_в)}{0.85}\right]^{2.8}\left[1 + (2.4 + 16.5\,\sigma_г)\,\sigma_в\right]$$

$$0 \leqslant \sigma_г + \sigma_в \leqslant 0.85$$

$$f_н(\sigma_в, \sigma_г) = 0$$

$$0.85 \leqslant \sigma_г + \sigma_в \leqslant 1$$

$$f_г(\sigma_в, \sigma_г) = \left(\frac{\sigma_г - 0.1}{0.9}\right)^{3.5}\left[1 + 3\left(1 - \sigma_г\right)\right]$$

$$0.1 \leqslant \sigma_г \leqslant 1$$

$$f_г(\sigma_в, \sigma_г) = 0$$

$$0 \leqslant \sigma_г \leqslant 0.1$$

$$f_в(\sigma_в, \sigma_г) = \left(\frac{\sigma_в - 0.2}{0.8}\right)^{3.5}$$

$$0.2 \leqslant \sigma_в \leqslant 1$$

$$f_в(\sigma_в, \sigma_г) = 0$$

$$0. \leqslant \sigma_в \leqslant 0.2$$

9. Насыщенность связанной водой $\sigma_{вс} = 0,2$, средняя остаточная нефтенасыщенность $\sigma_{но} = 0,15$, остаточная газонасыщенность $\sigma_{го} = 0,1$.

10. Начальное распределение осредненных по эффективной мощности нефте- и водонасыщенности

$$S_н^0 = \begin{cases} 0 & \text{при } 0 \leqslant x \leqslant 750 \\ 0,80 & \text{при } 750 < x \leqslant 3300 \\ 0 & \text{при } 3300 < x \leqslant 3750 \end{cases} \qquad S_в^0 = \begin{cases} 0,2 & \text{при } 0 \leqslant x \leqslant 3300 \\ 1,0 & \text{при } 3300 < x \leqslant 3750 \end{cases}$$

где $x$ измеряется в м.

11. Начальное распределение давления $P_0 = 175$ ат.

12. Координаты рядов (м): $x_1 = 700$, $x_2 = 1375$, $x_3 = 2025$, $x_4 = 2675$, $x_5 = 3350$.

Число скважин в рядах $n_1 = n_2 = n_3 = n_4 = n_5 = 1$.

13. Приведенный радиус скважины $r_c = 0,0001$ м, радиус внутренней области $r_{кj} = \sigma_j/\pi = 103,5$ м ( $j = 1, 2, 3, 4, 5$).

14. Все скважины вводятся в эксплуатацию одновременно при $t = 0$.

15. Коэффициент эксплуатации $C_э = 1$.

16. Коэффициент воздействия $\xi = 1$, т.е. рассматривается непрерывный пласт.

17. Режим работы скважин:

а) эксплуатационных – забойное давление скважин в ряду $P_{сэj} = 100$ ат ( $j = 2,4$);

б) нагнетательных – забойное давление скважин в ряду $P_{снj} = 200$ ат, доля закачиваемой воды $\varphi_{вj} = 1$ ( $j = 1, 3, 5$).

18. Режим работы скважин во времени не меняется.

19. Условия на внешних границах. Границы непроницаемы, т.е. объемные расходы нефти, газа и воды при $x = 0$ и $x = 3750$ м равны нулю ($Q_н^г = Q_г^г = Q_в^г = 0$).

## Исходные данные для расчета технологических показателей залежи

На залежи имеется три типа элементов в соответствии с выделенными тремя зонами. Количество элементов в зонах соответственно равно:

I зона – 8 элементов (40 скважин)

II зона – 18 элементов (90 скважин)

III зона – 14 элементов (70 скважин)

Всего выделено 40 элементов (200 скважин).

1. Технологические показатели по элементам трех различных типов выданы на широкой печати и записаны на магнитную ленту.

2. Порядок ввода элементов – матрице ввода ($n_{jk}$)

| j – тип \ k – год | I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | ... | Всего |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 8 |
| 2 | 0 | 2 | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | I8 |
| 3 | 8 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | I4 |
| Всего | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 0 | 0 | 40 |

Таким образом, в соответствии с матрицей ввода все 40 элементов вступают в разработку в течение первых пяти лет.

3. Удельный вес воды - I т/м$^3$.

Удельный вес нефти - 0,70I т/м$^3$.

4. Запасы нефти на залежи - 44,I4 млн.т.

5. Начальный год ввода залежи в разработку - I976 г.

Результаты расчетов

На первом этапе расчетов на основе гистограммы (рис. 9.3) производилось построение модели слоистого пласта согласно § I.2. Ниже в таблице ( 9.1 ) приводятся эффективные проницаемости пропластков $k_j^*$ (мД) и их относительные мощности $\Psi_j$ для элементов первой зоны. Аналогичные данные рассчитаны для элементов второй и третьей зон.

Таблица 9.1

| Номер пропластка | $k_j^*$ | $\Psi_j$ |
|---|---|---|
| I | I,I5 | 0,24I86 |
| 2 | 2,23 | 0,I8953 |
| 3 | 2,905 | 0,0000 |
| 4 | I0,8 | 0,I9533 |
| 5 | 46,03 | 0,05I89 |
| 6 | 73,03 | 0,20846 |
| 7 | I72,7 | 0,0I787 |
| 8 | 204,3 | 0,0I643 |
| 9 | 230.4 | 0,0II62 |
| I0 | 307,9 | 0,0670I |

Второй этап – построение модифицированных функций относительных фазовых проницаемостей. Представим интегралы (3.2) (3.5) в дискретной форме в виде соответствующих конечных сумм

$$V_n = \frac{1}{\tilde{k}^*} \sum_{j=1}^{n} k_j^* \psi_j \ , \quad \tilde{k}^* = \sum_{j=1}^{N} k_j^* \psi_j \qquad (9.1)$$

$$U_n = \frac{1}{\tilde{m}^*} \sum_{j=1}^{n} m_j^* \psi_j \ , \quad \tilde{m}^* = \sum_{j=1}^{N} m_j^* \psi_j \qquad (9.2)$$

$$(n = 1, 2, \ldots, N),$$

где $N$ – число пропластков, $\psi_j$ и $k_j^*$ берутся из таблицы.

Принимая нижний предел проницаемости $k_{min} = 1$ мД, получаем из (3.6)

$$m_j^* = m$$

так как в соответствии с гистограммой (рис. 9.3) в диапазоне $0 < k < 1$ мД функция распределения $f_n(k) = 0$. Соотношения (9.2) принимают вид

$$U_n = \sum_{j=1}^{n} \psi_j \ , \quad \tilde{m}^* = m, \quad \left( \sum_{j=1}^{N} \psi_j = 1 \right) \qquad (9.3)$$

Вычисляя суммы (9.1) и (8.3) в зависимости от дискретного параметра $n$, устанавливаем зависимость $V_n(U_n)$. Затем, используя соотношение (3.4) в дискретной форме

$$U_n = \frac{\sigma_{gm} - S_{gn}}{\sigma_{gm} - \sigma_{gc}} \ , \quad S_{gn} \leq \sigma_{gm} \ ,$$

находим зависимость $V_n(S_{gn})$, которую аппроксимируем подходящей непрерывной функцией $V(S_g)$, привлекая соотношение (3.8)

$$\sigma_r = \sigma_{ro} + (s_{rn} - \sigma_{ro}) \frac{\sigma_{gm} - \sigma_{gc}}{\sigma_{gm} - S_{gn}} \ , \quad S_{gn} < \sigma_{gm}$$

из (3.I) определяем модифицированные относительные проницаемости как функции $F_н(S_г, S_в)$, $F_г(S_г, S_в)$ и $F_в(S_в)$.

$$F_н = U(S_в) f_н(\sigma_г, \sigma_{вс}); \quad F_г = U(S_в) f_г(\sigma_г, \sigma_{вс});$$

$$F_в = [1 - U(S_в)] f_в(\sigma_{го}, \sigma_{вт})$$

$$f_н(\sigma_г, \sigma_{вс}) = \left(\frac{0.65 - \sigma_г}{0.65}\right)^{4.8} \left[1 + 0.2(2.4 + 16.5\,\sigma_г)\right]$$

при $0 \le \sigma_г \le 0,65$

$$f_н(\sigma_г, \sigma_{вс}) = 0 \qquad \text{при} \quad 0.65 < \sigma_г < 1$$

$$f_г(\sigma_г, \sigma_{вс}) = \left(\frac{\sigma_г - 0.1}{0.9}\right)^{3.5} \left[1 + 3(1 - \sigma_г)\right]$$

при $0.1 \le \sigma_г \le 1$

$$f_г(\sigma_г, \sigma_{вс}) = 0 \qquad \text{при} \quad 0 < \sigma_г < 0.1$$

$$f_в(\sigma_{вт}, \sigma_{го}) = 0.26944$$

$$U(S_в) = 2 - 2\,\mathrm{erf}\left[\left[0,675 + 8,5\,(S_в - 0.2)\right]/\sqrt{2}\right]$$

при $\sigma_{вс} \le S_в \le \sigma_{вт} - \varepsilon$

где $\varepsilon$ - некоторая положительная малая величина (в расчетах $\varepsilon = 0,0I$)

$$U(S_в) = 0$$

при $S_в > \sigma_{вт} - \varepsilon$

$$U(S_в) = 1$$

при $0 \le S_в \le 0.2$

Заметим, что функция $U_н(S_{вн})$ аппроксимируется табулированной функцией непрерывного аргумента $\mathrm{erf}\,x$. Модифицированные фазовые проницаемости приняты одинаковыми для всех трех зон.

Третий этап - расчет технологических показателей. Динамика основных показателей разработки расчетного элемента первой зоны во времени приведена на рис. 9.4, 9.5. Аналогично вычислены технологические показатели для элементов второй и третьей зон.

Четвертый этап - расчет технологичесиих показателей всей залежи в целом с учетом динамики ввода элементов в разработку по программе SUMMA Все основные технологические показатели закачки в целом сведены в таблицы 9.2 и 9.3, полученные с АЦПУ БЭСМ-6.

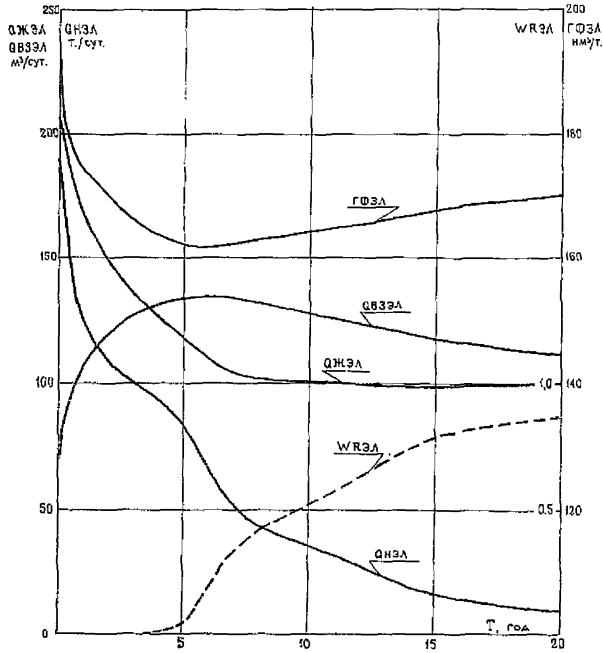



Рис. 9.4. Дебиты нефти и жидкости, расход закачиваемой воды, обводненность продукции и газовый фактор

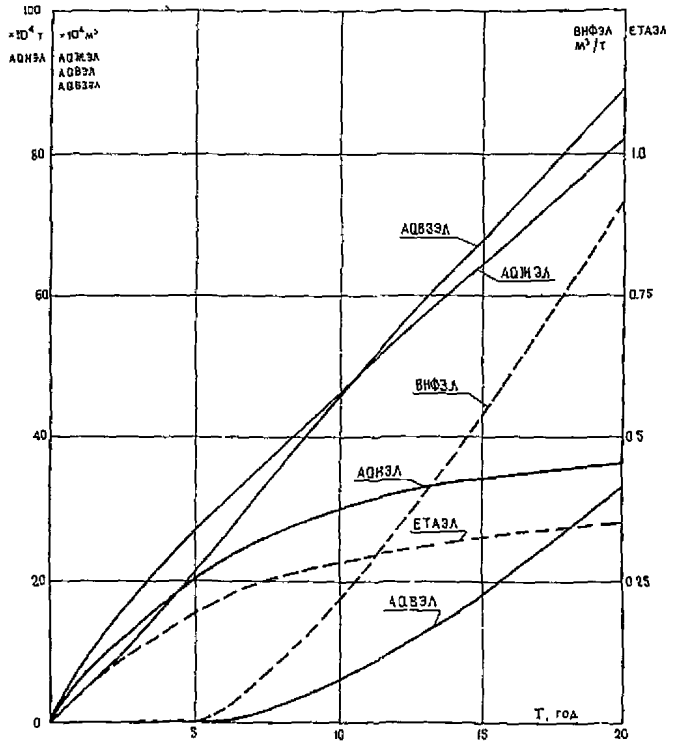



Рис. 9.5. Накопленные отборы нефти, воды и жидкости объем закачанной воды, нефтеотдача и добыча воды на I т добытой нефти.

ТАБЛИЦА N 9.2.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ПЛОЩАДЬ ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ ВАРИАНТ

| NN п/п | ГОДЫ | ДОБЫЧА ГОДОВАЯ | | | | ЗАКАЧКА ГОДОВАЯ | | ДОБЫЧА НАКОПЛЕННАЯ | | | | ЗАКАЧКА НАКОПЛЕННАЯ | | ОБВОДНЕННОСТЬ | ГАЗ. ФАКТОР | КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН | | ДЕБИТ 1 СКВАЖИНЫ | | ЗАКАЧКА В 1 СКВ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | МЛН.Т | | | МЛРД. М. КУБ.М | МЛН. КУБ. М | МЛРД. М. КУБ.М | МЛН.Т | | | МЛРД. М. КУБ.М | МЛН. КУБ.М | МЛРД. М. КУБ.М | % | М. КУБ.М НА Т | ЭКСПЛ. | НАГН. | Т В СУТКИ | | КУБ.М В СУТКИ |
| | | НЕФТИ | ЖИДК | ВОДЫ | ГАЗА | ВОДЫ | ГАЗА | НЕФТИ | ЖИДК. | ВОДЫ | ГАЗА | ВОДЫ | ГАЗА | | | ВСЕГО | РАБОЧ. | ПО НЕФТИ | ПО ЖИДК | ВОДЫ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| 1 | 1976 | 0.971 | 0.971 | 0.00 | 0.171 | 0.74 | 0.000 | 0.9709 | 0.9709 | 0.000 | 0.171 | 0.744 | 0.0000 | 0.0 | 176.3 | 16.00 | 16.0 | 24.00 | 166.2 | 166 | 84.96 |
| 2 | 1977 | 1.689 | 1.689 | 0.00 | 0.291 | 1.59 | 0.000 | 2.6595 | 2.6596 | 0.000 | 0.462 | 2.336 | 0.0000 | 0.0 | 172.3 | 32.00 | 32.0 | 48.00 | 144.6 | 145 | 90.88 |
| 3 | 1978 | 2.439 | 2.440 | 0.00 | 0.412 | 2.70 | 0.000 | 5.0984 | 5.1000 | 0.002 | 0.874 | 5.032 | 0.0000 | 0.1 | 169.1 | 48.00 | 48.0 | 72.00 | 139.2 | 139 | 102.6 |
| 4 | 1979 | 3.050 | 3.152 | 0.10 | 0.509 | 3.89 | 0.000 | 8.1487 | 8.2520 | 0.103 | 1.384 | 8.923 | 0.0000 | 3.2 | 167.0 | 64.00 | 64.0 | 96.00 | 130.6 | 135 | 111.1 |
| 5 | 1980 | 2.685 | 3.181 | 0.50 | 0.443 | 4.38 | 0.000 | 10.833 | 11.433 | 0.599 | 1.827 | 13.30 | 0.0000 | 16 | 165.1 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 91.94 | 109 | 100.0 |
| 6 | 1981 | 1.912 | 3.001 | 1.09 | 0.313 | 4.39 | 0.000 | 12.745 | 14.434 | 1.689 | 2.140 | 17.70 | 0.0000 | 36 | 163.5 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 65.48 | 103 | 100.3 |
| 7 | 1982 | 1.445 | 3.022 | 1.58 | 0.237 | 4.33 | 0.000 | 14.190 | 17.456 | 3.266 | 2.377 | 22.02 | 0.0000 | 52 | 164.0 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 49.48 | 103 | 98.77 |
| 8 | 1983 | 1.163 | 3.083 | 1.92 | 0.191 | 4.25 | 0.000 | 15.353 | 20.539 | 5.187 | 2.568 | 26.27 | 0.0000 | 62 | 164.5 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 39.82 | 106 | 97.06 |
| 9 | 1984 | 0.890 | 3.103 | 2.21 | 0.147 | 4.11 | 0.000 | 16.242 | 23.642 | 7.400 | 2.715 | 30.38 | 0.0000 | 71 | 165.0 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 30.47 | 106 | 93.81 |
| 10 | 1985 | 0.703 | 3.145 | 2.44 | 0.116 | 4.01 | 0.000 | 16.946 | 26.788 | 9.842 | 2.831 | 34.39 | 0.0000 | 78 | 165.4 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 24.08 | 108 | 91.50 |
| 11 | 1986 | 0.551 | 3.154 | 2.60 | 0.092 | 3.88 | 0.000 | 17.497 | 29.942 | 12.45 | 2.923 | 38.27 | 0.0000 | 83 | 166.1 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 18.87 | 108 | 88.67 |
| 12 | 1987 | 0.447 | 3.197 | 2.75 | 0.075 | 3.81 | 0.000 | 17.944 | 33.139 | 15.20 | 2.997 | 42.09 | 0.0000 | 86 | 167.1 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 15.30 | 109 | 87.04 |
| 13 | 1988 | 0.410 | 3.325 | 2.92 | 0.069 | 3.88 | 0.000 | 18.353 | 36.464 | 18.11 | 3.066 | 45.96 | 0.0000 | 88 | 167.6 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 14.02 | 114 | 88.55 |
| 14 | 1989 | 0.349 | 3.303 | 2.95 | 0.059 | 3.77 | 0.000 | 18.703 | 39.767 | 21.06 | 3.125 | 49.73 | 0.0000 | 89 | 168.2 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 11.97 | 113 | 86.00 |
| 15 | 1990 | 0.308 | 3.264 | 2.96 | 0.052 | 3.66 | 0.000 | 19.011 | 43.031 | 24.02 | 3.177 | 53.39 | 0.0000 | 91 | 168.5 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 10.56 | 112 | 83.64 |
| 16 | 1991 | 0.269 | 3.272 | 3.00 | 0.045 | 3.62 | 0.000 | 19.280 | 46.303 | 27.02 | 3.222 | 57.01 | 0.0000 | 92 | 169.1 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 9.209 | 112 | 82.55 |
| 17 | 1992 | 0.250 | 3.323 | 3.07 | 0.042 | 3.64 | 0.000 | 19.530 | 49.626 | 30.10 | 3.264 | 60.65 | 0.0000 | 92 | 169.4 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 8.570 | 114 | 83.10 |
| 18 | 1993 | 0.216 | 3.284 | 3.07 | 0.037 | 3.56 | 0.000 | 19.747 | 52.910 | 33.16 | 3.301 | 64.21 | 0.0000 | 93 | 170.0 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 7.414 | 112 | 81.20 |
| 19 | 1994 | 0.203 | 3.340 | 3.14 | 0.038 | 3.59 | 0.000 | 19.950 | 56.251 | 36.30 | 3.336 | 67.80 | 0.0000 | 94 | 170.3 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 6.963 | 114 | 82.06 |
| 20 | 1995 | 0.183 | 3.375 | 3.19 | 0.031 | 3.60 | 0.000 | 20.133 | 59.626 | 39.49 | 3.367 | 71.40 | 0.0000 | 95 | 170.7 | 80.00 | 80.0 | 120.0 | 6.266 | 116 | 82.13 |

ТАБЛИЦА N 9.3

# ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ | ПЛОЩАДЬ | ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ | ВАРИАНТ

| NN п/п | ГОДЫ | ДОБЫЧА ГОДОВАЯ: МЛН. КУБ.М ЖИДК. ВСЕГО | ДОБЫЧА ГОДОВАЯ: МЛН.Т НЕФТИ ИЗ НАГН. СКВ. | ДОБЫЧА ГОДОВАЯ: МЛН.Т ИЗ МЕХАНИЗИРОВ. СКВАЖИН: НЕФТИ | ЖИДК. | ВОДЫ | ДОБЫЧА ГОДОВАЯ: МЛРД. Н. КУБ.М ГАЗ ИЗ ШАПКИ | ДОБЫЧА НАКОПЛЕННАЯ: МЛН. КУБ.М ЖИДК. ВСЕГО | ДОБЫЧА НАКОПЛЕННАЯ: МЛН.Т НЕФТИ ИЗ НАГН. СКВ. | ИЗ МЕХАНИЗИРОВАН. СКВАЖИН: НЕФТИ | ЖИДК. | ВОДЫ | МЛРД. Н. КУБ.М ГАЗ ИЗ ШАПКИ | КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН: ЭКСП. РАБОТ МЕХАНИЗИР | НАГН. ДАЮЩ НЕФТЬ | ДЕБИТ НА 1 СКВ ПО ЖИДК. КУБ.М В СУТКИ | ОТБОР НЕФТИ ОТ ЗАПАСОВ % % ГОДОВОЙ | НАЧ КОН ЛЕНН |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| 1 | 1976 | 1.307 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.3067 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 223.7 | 2.19 | 2.2 |
| 2 | 1977 | 2.273 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 3.5795 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 194.6 | 3.82 | 6.0 |
| 3 | 1978 | 3.264 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 6.8435 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 187.4 | 5.52 | 12 |
| 4 | 1979 | 4.207 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 11.071 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 180.1 | 6.90 | 18 |
| 5 | 1980 | 4.109 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 15.180 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 140.7 | 6.06 | 25 |
| 6 | 1981 | 3.663 | 0.000 | 0.025 | 0.092 | 0.067 | 0.000 | 18.843 | 0.000 | 0.0249 | 0.0921 | 0.067 | 0.0000 | 2.000 | 0.000 | 125.4 | 4.33 | 29 |
| 7 | 1982 | 3.522 | 0.000 | 0.218 | 0.810 | 0.592 | 0.000 | 22.365 | 0.000 | 0.2430 | 0.9019 | 0.659 | 0.0000 | 20.00 | 0.000 | 120.6 | 3.27 | 32 |
| 8 | 1983 | 3.485 | 0.000 | 0.405 | 1.730 | 1.324 | 0.000 | 25.850 | 0.000 | 0.6484 | 2.6317 | 1.983 | 0.0000 | 42.00 | 0.000 | 119.4 | 2.63 | 35 |
| 9 | 1984 | 3.411 | 0.000 | 0.497 | 2.501 | 2.003 | 0.000 | 29.261 | 0.000 | 1.1459 | 5.1324 | 3.987 | 0.0000 | 58.00 | 0.000 | 116.8 | 2.02 | 37 |
| 10 | 1985 | 3.389 | 0.000 | 0.473 | 2.894 | 2.421 | 0.000 | 32.649 | 0.000 | 1.6185 | 8.0264 | 6.408 | 0.0000 | 64.00 | 0.000 | 116.1 | 1.59 | 38 |
| 11 | 1986 | 3.345 | 0.000 | 0.371 | 2.902 | 2.531 | 0.000 | 35.994 | 0.000 | 1.9898 | 10.928 | 8.939 | 0.0000 | 64.00 | 0.000 | 114.5 | 1.25 | 40 |
| 12 | 1987 | 3.351 | 0.000 | 0.313 | 2.964 | 2.651 | 0.000 | 39.346 | 0.000 | 2.3033 | 13.893 | 11.59 | 0.0000 | 64.00 | 0.000 | 114.8 | 1.01 | 41 |
| 13 | 1988 | 3.467 | 0.000 | 0.276 | 3.056 | 2.780 | 0.000 | 42.812 | 0.000 | 2.5794 | 16.949 | 14.37 | 0.0000 | 64.00 | 0.000 | 118.7 | 0.93 | 42 |
| 14 | 1989 | 3.424 | 0.000 | 0.254 | 3.094 | 2.840 | 0.000 | 46.236 | 0.000 | 2.8329 | 20.042 | 17.21 | 0.0000 | 72.00 | 0.000 | 117.2 | 0.79 | 42 |
| 15 | 1990 | 3.371 | 0.000 | 0.246 | 3.134 | 2.889 | 0.000 | 49.606 | 0.000 | 3.0787 | 23.177 | 20.10 | 0.0000 | 72.00 | 0.000 | 115.4 | 0.70 | 43 |
| 16 | 1991 | 3.365 | 0.000 | 0.217 | 3.154 | 2.937 | 0.000 | 52.972 | 0.000 | 3.2961 | 26.331 | 23.03 | 0.0000 | 72.00 | 0.000 | 115.2 | 0.61 | 44 |
| 17 | 1992 | 3.409 | 0.000 | 0.211 | 3.217 | 3.006 | 0.000 | 56.381 | 0.000 | 3.5066 | 29.548 | 26.04 | 0.0000 | 80.00 | 0.000 | 116.8 | 0.57 | 44 |
| 18 | 1993 | 3.359 | 0.000 | 0.216 | 3.284 | 3.068 | 0.000 | 59.741 | 0.000 | 3.7231 | 32.832 | 29.11 | 0.0000 | 80.00 | 0.000 | 115.0 | 0.49 | 45 |
| 19 | 1994 | 3.411 | 0.000 | 0.203 | 3.340 | 3.137 | 0.000 | 63.151 | 0.000 | 3.9264 | 36.172 | 32.25 | 0.0000 | 80.00 | 0.000 | 116.8 | 0.46 | 45 |
| 20 | 1995 | 3.438 | 0.000 | 0.183 | 3.375 | 3.192 | 0.000 | 66.590 | 0.000 | 4.1094 | 39.548 | 35.44 | 0.0000 | 80.00 | 0.000 | 117.8 | 0.41 | 46 |

# З А К Л Ю Ч Е Н И Е

Предлагается методика расчета технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей.

Эта методика является достаточно универсальной в смысле учета многообразия режимов разработки. В основу методики положена гидродинамическая модель, учитывающая многофазность потока, сжимаемость, растворимость газа в нефти и воде, различие плотностей фаз. Методика позволяет учитывать изменение во времени забойных давлений или дебитов, отключение обводнившихся или загазовавшихся скважин, перевод эксплуатационных скважин под нагнетание, разновременный ввод скважин в эксплуатацию и т.д.

В методике учитывается неоднородность реального коллектора по проницаемости, изменчивость его мощности. При этом для модели пласта с несообщающимися слоями методика допускает гидродинамические расчеты как для каждого слоя в отдельности, так и в целом для модели с помощью модифицированных фазовых проницаемостей.

Как показывает опыт использования методики с применением БЭСМ-6, затраты машинного времени, несмотря на сравнительно большой объем перерабатываемой информации, невелики. Так, время расчета одного типичного варианта разработки элемента нефтегазовой залежи в течение 25 лет составляет около 20 минут.

Сравнение приближенных расчетов по предлагаемой гидродинамической модели с эталонным решением двумерной задачи, полученным методом конечных разностей, показало ее достаточную для практических расчетов точность.

Блочное построение методики и программ дает возможность их автономного использования для решения самостоятельных задач. Так, например, первый блок (построение модели неоднородного пласта) может быть использован в сочетании с другими гидродинамическими моделями, отличными от предлагаемой в настоящей работе.

Наряду с описанным выше гидродинамическим блоком может использоваться разработанный в настоящее время во ВНИИ блок, позволяющий рассчитывать плоские многофазные течения. Необходимость использования подобного блока может возникнуть в ряде случаев, когда залежь или ее отдельные участки разбурены по нерегулярной сетке, изменчивость коллекторских свойств и исходное распределение флюидов имеет сложный характер.

Дальнейшее совершенствование расчетной модели связано с более полным учетом неоднородности и в первую очередь прерывистости. Это может быть сделано, в частности, определением гидропроводности и функций осредненных фазовых проницаемостей путем решения соответствующих обратных задач.

Имеются определенные возможности обобщения методики. В частности, изменив соответствующим образом систему уравнений гидродинамического блока, можно учесть неизотермичность, многокомпонентность фильтрационного потока.

Следует подчеркнуть, что предложенная методика не исключает, а, наоборот, предполагает творческое сотрудничество геологов, разработчиков и математиков в процессе прогнозирования. В первую очередь имеется в виду этап подготовки исходных данных как для построения модели неоднородного пласта, так и для выбора параметров, определяющих ход технологического прогноза. Это сотрудничество должно быть непрерывным, охватывать анализ полученных результатов и варьирование параметров для поиска оптимальной технологии.

## Л И Т Е Р А Т У Р А


I. Айвазян С.А., Бегмаева З.И., Староверов О.В. — Классификация многомерных наблюдений. М., "Статистика", 1974.

2. Бадьянов В.А. — Методика прогнозирования коэффициентов охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. НТС "Нефть и газ Тюмени", № 9, М., "Недра", 1970.

3. Борисов Ю.П. — Определение дебита скважин при совместной работе нескольких рядов скважин. Тр. МНИ, 1951, вып. 15.

4. Борисов Ю.П., Войнов В.В., Рябинина З.К. — Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М., "Недра", 1970.

5. Борисов Б.Ф. и др. — Изучение особенностей процесса вытеснения вязкой нефти водой из локально взаимосвязанных пропластков. Теория и практика добычи нефти. Ежегодник "Недра", М., 1971.

6. Колмогоров А.Н. — О логнормальном законе распределения частиц при дроблении. ДАН СССР, 1941, т. 31, № 2, стр. 99-101.

7. Крамбайн У., Грейбилл Ф. — Статистические модели в геологии. М., "Мир", 1969.

8. Крылов А.П. и др. — Проектирование разработки нефтяных месторождений (принципы и методы). М., Гостоптехиздат, 1962.

9. Курбанов А.К., Атанов Г.А. — К вопросу о вытеснении нефти водой из неоднородного пласта. "Нефть и газ Тюмени", научно-техн. сборник, вып. 13, 1972.

10. Курбанов А.К. — О некоторых обобщениях уравнений фильтрации двухфазной жидкости. ВНИИ, научно-техн. сборник по добыче нефти. Гостоптехиздат, 1961.

| | |
|---|---|
| II. Курбанов А.К., Кац Р.М. | Метод расчета вытеснения нефти водой в многорядных системах скважин. Сборник трудов ВНИИ, вып. 52. Исследование в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта., М., 1975. |
| I2. Кюнци Г., Крелле В. | Нелинейное программирование. М., "Союз радио", 1965. |
| I3. Ли Р. | Оптимальные оценки, определение характеристик и управление. М., "Наука", 1966. |
| I4. Мендельсон М.М., Швидлер М.И. | Исследование эффективной проницаемости неоднородной пористой среды. Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ, "Недра", М., 1971. |
| I5. Орлов В.С. | Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., "Недра", 1973. |
| I6. Рождественский Б.Л., Яненко Н.Н. | Системы квазилинейных уравнений и их приложения к газовой динамике. М., "Наука", 1968. |
| I7. Хальд А. | Математическая статистика с техническими приложениями. М., ИЛ, 1956. |
| I8. Чарный И.А. | Подземная гидрогазодинамика, Гостоптехиздат, М., 1963, с. 326 |
| I9. Шалимов Б.В. | Численное моделирование одномерной трехфазной фильтрации. Известия АН СССР. Механика жидкости и газа, № 6, 1975. |
| 20. Шалимов Б.В. | О фильтрации трехфазной жидкости (модель Баклея-Леверетта). Изв. АН СССР, Механика жидкости и газа, № I, 1972. |
| 2I. Швидлер М.И. | Фильтрационные течения в неоднородных средах. Гостоптехиздат., 1963. |
| 22. Швидлер М.И. | О моделировании пласта в задачах проектирования и анализа разработки. Труды ВНИИ, № , 1976. В печати |

23. Швидлер М.И., Вайнберг Я.М., Сизова Т.Г. Метод построения модели нефтяного пласта. Сб. научных трудов ВНИИ, вып. 52. Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. М., 1975.

24. Швидлер М.И., Вайнберг Я.М., Сизова Т.Г. Идентификация неоднородного слоистого пласта по геолого-промысловой информации. НТС ВНИИ. В печати.

# П Р И Л О Ж Е Н И Е  I

## Программа идентификации модели неоднородного пласта (SEDIM)

# И Н С Т Р У К Ц И Я

## к программе идентификации модели неоднородного пласта (SEDIM)

Задача оценки числа пропластков N , параметров плотности распределения проницаемости в каждом из пропластков и относительных мощностей $\Psi_j$ пропластков каждого типа является нелинейной. Обычно она решается методом последовательных приближений. В рассматриваемой версии алгоритма число пропластков N и величины параметров $\alpha_j$ находят подбором вручную, а веса пропластков $\Psi_j$ оцениваются на ЦВМ с помощью программы SEDIM.

Программа SEDIM реализует алгоритм идентификации неоднородного слоистого пласта. Исходными данными являются измерения проницаемости пласта (по керну или геофизике). Количество пропластков и параметры распределений предполагаются выбранными.

В результате решения задачи определяются веса пропластков и эффективные характеристики каждого из пропластков.

Максимальное количество пропластков, на которое рассчитана программа, равно 20. Максимальное число интервалов гистограммы - 300. Эти ограничения связаны с операторами DIMENSION в основной программе, которые при необходимости могут быть изменены.

Программа состоит из основной программы SEDIM и и подпрограммы: EFCHAR, ARFA, LIRA, PØSNØH и подпрограммы - функции FINT.

Подпрограмма EFCHAR вычисляет для каждого из пропластков следующие эффективные характеристики:

I) средняя проницаемость;

2) дисперсия проницаемости;

3) коэффициент вариации;

4) эффективная проницаемость 2-мерного пласта (формула (I.I) $n = 2$).

5) эффективная проницаемость 3-х мерного пласта (формула (I.I), $n = 3$);

6) эффективная пористость (формула 3.5)

Программа ARFA вычисляет коэффициенты

$$a_{ij} = (k_i - k_{i-1})^{-1} \int_{k_{i-1}}^{k_i} f(k, \lambda_j)\, dk$$

с помощью библиотечной подпрограммы SIMPS - вычисление интеграла по формуле Симпсона с автоматическим выбором шага.

Подпрограмма-функция FINT вычисляет плотность распределения проницаемости в статистически-однородном пропластке.

При составлении приводимой ниже версии программы предполагалось, что проницаемость в каждом из слагающих пласт пропластков распределена по логнормальному закону. Если есть основания принимать закон распределения проницаемости в пропластках отличным от логнормального, то подпрограммы FINT и EFCHAR следует соответствующим образом изменить.

Подпрограмма LIRA реализует рекуррентную форму метода наименьших квадратов. В результате счета по этой подпрограмме оцениваются веса пропластков $\hat{\Phi}_j$ . Ковариационная ма-

трица вектора оценок $\hat{\psi}_j$ позволяет судить о точности модели пласта, полученной в результате решения задачи.

Подпрограмма PØSNØH позволяет учесть условия неотрицательности, реализуя совместно с подпрограммой LIRA алгоритм квадратичного программирования. Кроме того, в программе используются следующие библиотечные подпрограммы: SIMP$ FREQ, MATRIX, GRAPHЭ

Наряду с результатами локальных измерений проницаемости, полученным по данным геофизических исследований или исследований керна при проектировании могут быть известны результаты гидродинамических исследований скважин. Программа SEDIM позволяет использовать величину средней проницаемости пласта по кривым восстановления давления ($K_{ср}$ по КВД). Если данные о $K_{ср}$ КВД недостоверны или отсутствуют, то задав $D_{пл}$ порядка $10^3$, можно практически исключить влияние величины $K_{пл}$ КВД на результат оценки весов $\psi_j$. В этом случае $K_{пл}$ КВД может принимать произвольное значение в диапазоне $0 \leqslant K_{пл} \leqslant 10^3$.

Для того, чтобы осуществить счет в программе SEDIM, необходимо составить стандартный пакет перфокарт (ОС "Диспак", МС "ДУБНА") и после п/к "EXECUTE" ввести числовой материал в соответствии со следующей таблицей:

Таблица вводимых величин

| Номер п/к | Идентификатор | FORMAT | Примечание |
|---|---|---|---|
| I | M | I6 | Объем выборки |
| 2 | LI | I4 | Число пропластков |
| 3 | MI | I4 | Число интервалов гистограммы |
| 4 | J2 | I4 | Число границ интерв. проницаемости (J2 = MI+I) |
| 5 | AKMI | EI4.7 | Нижний предел проницаемости, принятый при подсчете запасов |
| 6 | AKПЛ | EI4.7 | Средняя проницаемость пласта по КВД |
| 7 | DПЛ | EI4.7 | Дисперсия $K_{ср}$ по КВД, принимаемая при расчетах приближенно $I0^{-4}$-$I0^{-6}$ |
| Следующ. LI карт. | U | EI4.7 | $U_i = <(\ln k - <\ln k>^2)>_i$, i, LI |
| След. LI карт. | V | EI4.7 | $V_i = <\ln k>_i$ $i = 1, LI$ |
| MI карт. | LP | I6 | Число измерений проницаемости, попадающих в интервал $K_i$ $K_{i-1}$ |
| $J_2$ карт | AK | EI4.7 | Границы интервалов проницаемости |

## Выходная информация

При решении задачи на АЦПУ выдается следующая информация:

1. Печать исходных данных.
2. Печать эффективных характеристик каждого пропластка.
3. Печать выборочной гистограммы.
4. Печать относительной мощности каждого пропластка без учета $K_{ср}$ по КВД и с учетом положительности и $K_{ср}$ по КВД.

5. *Печать средне-квадратических погрешностей вектора* оценок $\hat{\Psi}$ .

6. Печать значений гистограмм, построенных по результатам решения задачи идентификации без учета $K_{ср}$ по КВД и с учетом $K_{ср}$ по КВД.

7. Печать гистограмм в виде графика.

Построение графика осуществляется с помощью библиотечной подпрограммы GRAPH3, поэтому при решении задачи необходимо учитывать ограничения подпрограммы GRAPH3 , а именно:

а) значения аргумента $АК_i$ должны быть упорядочены, т.е. либо все $АК_i < АК_{i+1}$ , либо все $АК_i > АК_{i+1}$ ;

б) минимальное расстояние между соседними $АК_i$ , $АК_{i+1}$ должно быть не менее $\frac{1}{200}$ общей длины интервала $АК_N - АК_1$.

## ПАКЕТ ПЕРФОКАРТ

Последовательность перфокарт в пакете задачи:

```
Шифр ...
Лент ␣ 67 (XXX)-
Конец паспорта
* NAME ␣
* ASSIGN ␣ LIBRARY ␣ 1
* READ ␣ TAPE ␣ 67XXX
* EXECUTE

Входная информация
* END ␣ FILE
DK
ЕКОНЕЦ
```

```
      PROGRAM SEDIM
      DIMENSION PM(20,20),R(20,1)
     *,AM(20,1)
     *,AK(302)
     *,SIGMA2(302)
     *,Z(302)
     *,X(20),Z1(302)
     *,AM2(3250)
     *,C1(20),D1(20)
     *,U(20),V(20)
     *,LP(302)
     *,Z2(302)
     *,DPM1(20)
     *,OX(2)
     *,R1(20)
     *,3K2(20)
      COMMON/БЛОК2/ L2,K2
      COMMON/БЛОК11/ L
      COMMON/БЛОК13/ L1
      COMMON/БЛОК14/ AM
      COMMON/БЛОК16/ REPS1,AEPS1
      COMMON/БЛОК20/AKMIN,3K2
      COMMON/БЛОК18/ U,V
   15 FORMAT(I6/I4/I4/I4/
     *(E14.7))
      READ 15,M,L1
     *,M1,J2
     *,AKMIN
     *,AKПЛ
     *,DПЛ
     *,(U(I),I=1,L1)
     *,(V(I),I=1,L1)
  150 FORMAT(I6)
      READ 150,(LP(K),K=1,M1)
  151 FORMAT(E14.7)
      READ 151,(AK(I),I=1,J2)
   16 FORMAT(5X,'ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ'
     */9X,'M=',I6/9X,'L1=',I4
     */9X,'M1=',I4/9X,'J2=',I4
     *)
      PRINT 16,M,L1
     *,M1,J2
  207 FORMAT(1H0/36X,'ОБЪЕМ    ВЫБОРКИ-',2X,I6)
      PRINT 207,M
  208 FORMAT(1H0/36X,'ЧИСЛО    ПРОПЛАСТКОВ-',2X,I
                              4)
      PRINT 208,L1
   98 FORMAT(1H0/10X,'СРЕДНЯЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЛАС
                         ТА ПО КВД   АКПЛ=',
     *F10.3,'МДАРСИ',10X,'DПЛ=',E12.3)
      PRINT 98,AKПЛ,DПЛ
  206 FORMAT(1H0/36X,'ПАРАМЕТРЫ    ПРОПЛАСТКОВ')
```

```
51
52          PRINT 206
53      142 FORMAT(1H0/10X,'U(I)'/(8F12.5))
54          PRINT 142,(U(I),I=1,L1)
55      143 FORMAT(1H0/10X,'V(I)'/(8F12.5))
56          PRINT 143,(V(I),I=1,L1)
57          L2=20 $ K2=10$M3=1000$N3=1
58          N10=2000$NP=1
59          BETA=3.$EPS1=1.E-10$EPS1=1.E-8
60          CALL EFCHAR(U,V,L1)
61          A1=2.*M*(M+BETA**2)
62          DO 129 K=2,J2
63          Z(K)=(LP(K-1)*1./M)/(AK(K)-AK(K-1))
64          SIGMA2(K)=(SQRT(M**2*BETA**2-4.*M*LP(K-1)*
                                    *2
65         **4.*M**3*LP(K-1)))/(A1*(AK(K)-AK(K-1)))
66      129 CONTINUE
67          SIGMA2(1)=0.
68          Z(1)=1.
69          IF(NP.NE.1) SIGMA2(1)=10000.
70          DO 134 I=1,M1
71      134 Z2(I)=Z(I+1)
72          M5=1
73      107 FORMAT(1H0/42X,'ИСХОДНАЯ   ГИСТОГРАММА')
74          PRINT 107
75       68 FORMAT(1H0/10X,'Z'/(11E10.3))
76          PRINT 68,(Z(I),I=1,J2)
77       66 FORMAT(1H0/10X,'AK'/(11F10.3))
78          PRINT 66,(AK(I),I=1,J2)
79          B1=((1./L1)**3*(1-1./L1)**3)/6.
80          DO 58 I=1,L1
81          DO 59 J=1,L1
82       59 PM(I,J)=0.
83       58 PM(I,I)=B1
84          DO 57 J=1,L1
85       57 R(J,1)=1./L1
86          J5=1
87          ICOUNT=0
88          DO 37 L=1,J2
89          ICOUNT=ICOUNT+1
90          IF(L.EQ.M5) GO TO 103
91          CALL ARFA(AK)
92          GO TO 104
93      103 DO 105 I=1,L1
94      105 AM(I)=1.
95      104 CONTINUE
96          DO 13 I=1,L1
97          AM2(J5)=AM(I)
98       13 J5=J5+1
99          SIGMA=SIGMA2(L)**2
100         CALL LIRA(AM,PM,SIGMA,R,Z,L1,N3)
101         DO 51 I=1,L1
102      51 DPM1(I)=SQRT(PM(I,I))
103      37 CONTINUE
```

```
      106 FORMAT(1H0/38X,'ОТНОСИТЕЛЬНАЯ   МОЩНОСТЬ
                         ПРОПЛАСТКОВ')
          PRINT 106
       65 FORMAT(1H0/10X,'R'/(10F12.3))
          PRINT 65,(R(I),I=1,L1)
          DO 301 I=1,L1
      301 R1(I)=R(I)
          L=1
          OX(1)=АКПЛ
          CALL LIRA(3K2,PM,DПЛ,R,OX,L1,N3)
          CALL POSNOH(R,X,PM,N10,M3,L1)
      109 FORMAT(1H0/42X,'ДИСПЕРСИЯ   R')
          PRINT 109
      144 FORMAT(1H0/10X,'DPM1(I)'/(10E12.3))
          PRINT 144,(DPM1(I),I=1,L1)
      120 FORMAT(1H0/22X,'ОТНОСИТЕЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ПРО
                         ПЛАСТКОВ С УЧЕТОМ ',
         *'ПОЛОЖИТЕЛЬНОСТИ  И  АКПЛ')
          PRINT 120
      108 FORMAT(1H0/10X,'X'/(10F12.3))
          PRINT 108,(X(I),I=1,L1)
          I5=1
          DO 53 J=1,J2
          Z(J)=0.
          Z1(J)=0
          DO 52 I=1,L1
          Z(J)=Z(J)+AM2(I5)*R1(I)
          Z1(J)=Z1(J)+AM2(I5)*X(I)
       52 I5=I5+1
       53 CONTINUE
          АКПЛВ=0.
          DO 115 I=1,L1
      115 АКПЛВ=АКПЛВ+X(I)*3K2(I)
      116 FORMAT(1H0/20X,'ЭФФЕКТИВНАЯ  ПРОНИЦАЕМОСТЬ
                          ДВУМЕРНОГО  ПЛАСТА',
         *5X,'АКПЛВ=',F10.3,5X,'(МДАРСИ)')
          PRINT 116,АКПЛВ
      110 FORMAT(1H0/42X,'ГИСТОГРАММА   МОДЕЛИ')
          PRINT 110
          PRINT 68,(Z(J),J=1,J2)
      111 FORMAT(1H0/20X,'ГИСТОГРАММА МОДЕЛИ С УЧЕТО
                         М ПОЛОЖИТЕЛЬНОСТИ И ',
         *'АКПЛ')
          PRINT 111
       69 FORMAT(1H0/10X,'Z1'/(11E10.3))
          PRINT 69,(Z1(I),I=1,J2)
          DO 153 J=1,M1
      153 Z1(J)=Z1(J+1)
          DO 140 J=1,M1
      140 Z(J)=Z(J+1)
      112 FORMAT(1H0/42X,'ОБОЗНАЧЕНИЯ  НА  ГРАФИКЕ:'
                        /
         *20X,'O-ИСХОДНАЯ  ГИСТОГРАММА'/
```

```
151       *20X,'Z-ГИСТОГРАММА  МОДЕЛИ'/
152       *20X,'U-ГИСТОГРАММА  МОДЕЛИ  С  УЧЕТОМ  ПОЛ
                              ОЖИТЕЛЬНОСТИ И АКПЛ'//)
153         PRINT 112
154         CALL GRAPH3(M1,AK,Z2,Z,Z1)
155         STOP
156         END
157         SUBROUTINE ARFA(AK)
158         DIMENSION AM(20,1)
159       *,AK(302)
160         COMMON/БЛОК11/ L
161         COMMON/БЛОК13/ L1
162         COMMON/БЛОК14/ AM
163         COMMON/БЛОК16/ REPS1,AEPS1
164         COMMON/БЛОК17/ I
165         EXTERNAL FINT
166         AH=AK(L-1)
167         BB=AK(L)
168         AK1=AK(L)
169         H=AK(L)-AK(L-1)
170         DO 7 I=1,L1
171         CALL SIMPS(AH,BB,H,REPS1,AEPS1,FINT,AK1,
172       *AINT,BINT,IABS)
173       7 AM(I,1)=AINT/H
174         RETURN
175         END
176         SUBROUTINE EFCHAR(U,V,L1)
177         DIMENSION U(20),V(20)
178       *,V(20)
179       *,3K2(20),3K3(20)
180       *,AK2(20),DIK(20),VAR(20),DK2(20)
181         EQUIVALENCE(DK2,DIK)
182         COMMON/БЛОК20/AKMIN,3K2
183         DO 201 I=1,L1
184         V(I)=1.-FREQ((ALOG(AKMIN)-V(I))/U(I))
185         AK2(I)=EXP(V(I)+(U(I)**2)/2.)
186         DK2(I)=EXP(2*V(I)+2*U(I)**2)
187         DIK(I)=DK2(I)-AK2(I)**2
188         VAR(I)=DIK(I)/(AK2(I)**2)
189         3K2(I)=AK2(I)/SQRT(1+VAR(I)**2)
190         3K3(I)=AK2(I)/((1.+VAR(I)**2)**(1.5))
191         VAR(I)=SQRT(VAR(I))
192     201 CONTINUE
193      91 FORMAT(1H0/31X,'СРЕДНЯЯ     ПРОНИЦАЕМОСТЬ (.
                              МДАРСИ)'//(8F12.3))
194         PRINT 91,(AK2(I),I=1,L1)
195      92 FORMAT(1H0/35X,'ДИСПЕРСИЯ      ПРОНИЦАЕМОСТИ
                              '/(8E12.3))
196         PRINT 92,(DIK(I),I=1,L1)
197      93 FORMAT(1H0/37X,'КОЭФФИЦИЕНТ    ВАРИАЦИИ'/(8
                              F12.3))
198         PRINT 93,(VAR(I),I=1,L1)
199      94 FORMAT(1H0/20X,'ЭФФЕКТИВНАЯ    ПРОНИЦАЕМОСТ
```

```
                              Ь (2-Х МЕРНЫЙ ПЛАСТ)
200       *(МДАРСИ)'//(8F12.3))
201         PRINT 94,(3K2(I),I=1,L1)
202      95 FORMAT(1H0/10X,'ЭФФЕКТИВНАЯ   ПРОНИЦАЕМОСТ
                              Ь (3-Х МЕРНЫЙ ПЛАСТ)
203       *(МДАРСИ)'//(8F12.3))
204         PRINT 95,(3K3(I),I=1, 1)
205      96 FORMAT(1H0/10X,'M*/M'//(8F12.3))
206         PRINT 96,(V(I),I=1,L1)
207      97 FORMAT(1H0/10X,'KMIN=',F10.3,'МДАРСИ')
208         PRINT 97,AKMIN
209         RETURN
210         END
211         SUBROUTINE LIRA(AM,PM,SIGMA,R,Z,M3,N3)
212         DIMENSION PM(20,20),AM(20,1),R(20,1)
213         DIMENSION G(20,1),HM(20,1),OM(20,1)
214       *,TO(1,20),GO(20,20)
215       *,Z(30)
216         EQUIVALENCE (G,HM),(OM,TO)
217         COMMON/БЛОК2/ L2,K2
218         COMMON/БЛОК11/ L
219         COMMON/БЛОК13/ L1
220   С ВЫЧИСЛЕНИЕ EPS
221         Z1=Z(L)
222         CALL MATRIX(23,M3,N3,1,AM,L2,R,L2,T,K2)
223         CALL MATRIX(22,N3,1,0,Z1,K2,T,K2,EPS,K2)
224   С ВЫЧИСЛЕНИЕ HM
225         CALL MATRIX(20,M3,M3,N3,PM,L2,AM,L2,G,L2)
226         CALL MATRIX(23,M3,N3,N3,AM,L2,G,L2,O,K2)
227         CALL MATRIX(21,N3,N3,0,O,K2,SIGMA,K2,O,K2)
228         O=1./O
229         CALL MATRIX(20,M3,N3,N3,G,L2,O,K2,HM,L2)
230   С ВЫЧИСЛЕНИЕ R
231         CALL MATRIX(20,M3,N3,1,HM,L2,EPS,K2,OM,L2)
232         CALL MATRIX(21,M3,1,0,R,L2,OM,L2,R,L2)
233   С ВЫЧИСЛЕНИЕ PM
234         CALL MATRIX(23,M3,N3,M3,AM,L2,PM,L2,TO,K2)
235         CALL MATRIX(20,M3,N3,M3,HM,L2,TO,K2,GO,L2)
236         CALL MATRIX(22,M3,M3,0,PM,L2,GO,L2,PM,L2)
237         RETURN
238         EN
239         SUBROUTINE POSNOH(R,X,PM,N10,K10,L1)
240         DIMENSION PM(20,20),R(20,1)
241         DIMENSION U(22),W(22),X(20),V(20),AV(20)
242         V=0.
243         DO 1 I=1,L1
244         U(I)=0.
245       1 CONTINUE
246         DO 4 K=1,N10
247         DO 3 I=1,L1
248         X(I)=0
249         U(I)=AMAX1(V,W(I))
```

```
250         DO 2 J=1,L1
251         X(I)=X(I)+PM(I,J)*U(J)
252       2 CONTINUE
253         X(I)=R(I)+X(I)/2
254         W(I)=U(I)-2*X(I)/PM(I,I)
255       3 CONTINUE
256         NP=K/K10
257         NQ=NP*K10
258         IF(NQ.NE.K)GO  TO 4
259       4 CONTINUE
260         RETURN
261         END
262         FUNCTION FINT(AK1)
263         DIMENSION U(20),V(20)
264         COMMON/BLOK17/ I
265         COMMON/BLOK18/ U,V
266         FINT=1./(AK1*U(I)*SQRT(6.283185312))
267        **EXP(-((ALOG(AK1)-V(I))**2)/(2.*U(I)**2))
268         RETURN
269         END
```

# П Р И Л О Ж Е Н И Е  2

## Программа построения модифицированных фазовых проницаемостей ( PERMEB)

# И Н С Т Р У К Ц И Я

## к программе построения модифицированных фазовых проницаемостей (PERMEB)

Программа PERMEB состоит из одного сегмента. Она предусматривает расчет модифицированных фазовых проницаемостей и осредненных насыщенностей для слоистого пласта в случае трехфазного потока при заданных значениях эффективной проницаемости каждого из пропластков и их доли в общей мощности пласта. В программе предусмотрено использование табличных данных для аппроксимации зависимости модифицированной фазовой проницаемости для воды $F_b$ от осредненной насыщенности водой $S_b$ с помощью формулы;

$$F_в = \left( \frac{\bar{б}_{вм} - \bar{б}_{вп}}{1 - \bar{б}_{вп}} \right)^{3.5} \cdot \left\{ 1 - 2 \cdot \left[ 1 - erf \left( \frac{0.675 + C \cdot (S_в - \bar{б}_{вп})}{\sqrt{2}} \right) \right] \right\}$$

где $\bar{б}_{вм}$ – максимальная водонасыщенность;

$\bar{б}_{вп}$ – насыщенность погребенной водой;

C – коэффициент, определяемый в результате аппроксимации;

erf – табулированная функция ошибок.

Выбор коэффициента C осуществляется по методу наименьших квадратов, после чего производится печать таблицы для сравнения результатов аппроксимации и рассчитанных значений $F_в$, а также печать коэффициента C.

Построенная таким образом непрерывная функция $F_в(S_в)$ используется далее в гидродинамическом блоке при построении непрерывных зависимостей $F_н(S_в, S_н)$, $F_г(S_в, S_н)$.

## ВХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

| № п/п | №:Идентификатор | Формат | Примечание |
|---|---|---|---|
| I | N | I2 | Число пропластков, включая фиктивный пропласток с проницаемостью К (I) = 0. |
| 2 | SIGBП<br>SIGBM<br>SIGГП<br>SIGHØ | 4 F10.3 | Насыщенность погребенной водой<br>Максимальная водонасыщенность<br>Остаточная газонасыщенность<br>Остаточная нефтенасыщенность |
| 3 | К | 7 F10.3 | Массив проницаемостей пропластков, включая фиктивный пропласток с проницаемостью К (I) = 0. Размерность массива (I:N ). При N >7 требуется 2 или более карт. |
| 4 | М | 7 F10.3 | Массив эффективных пористостей пропластков. Размерность массива (I : N ) |
| 5 | Р | 7 F10.5 | Массив долей каждого пропластка в общей мощности пласта. Для фиктивного пропластка Р (I) = 0. Размерность массива (I : N ). |

### Пакет перфокарт

Для выхода на машину необходимо собрать следующий пакет перфокарт:

Шифр ...

Лент ⌴ 67 (XXX)

Конец паспорта

* NAME ⌴ ...

* ASSIGN ⌴ LIBRARY ⌴ 1

* READ ⌴ TAPE ⌴⌴ 67XXX

* EXECUTE

Входная информация

* END ⌴ FILE

ДК

ЕКОНЕЦ

```
*LL
      PROGRAM PERMEB
      REAL L,M(30),M1(30),K(30),K1(30)
      DIMENSION P(30),U(30),V(30),FW(30),SW(30)
      DIMENSION SG(30,20),RPG(30,20),FG(30,20)
      DIMENSION RPO(30,20),FO(30,20),SIGG(20),Z2
                                    (30)
      DIMENSION FW1(30)
    2 FORMAT(4F10.3)
    3 FORMAT(I2)
      DATA((SIGG(J1),J1=1,9)=0.1,0.2,0.3,0.4,0.5
                                    ,0.6,0.7,0.8,0.9)
    4 FORMAT(7F10.3)
    6 FORMAT(7F10.5)
   65 FORMAT('C=',F6.3)
  100 FORMAT(10X1H|,4X,F8.3,4X1H|,5X,F7.5,4X1H|,
                                    5X,F7.5,4X1H|,5X,F7.5,
     *4X1H|,5X,F7.5,4X1H|,5X,F7.5,4X1H|)
  110 FORMAT(6F15.6)
  150 FORMAT(10X1H|,16X1H|,16X1H|,16X1H|,5X,F7.5
                                    ,4X1H|,5X,F7.5,4X1H|,
     *5X,F7.5,4X1H|)
   81 FORMAT(2F15.5)
  200 FORMAT(10X,'-----------------------------
                                    ----------------------
     *-----------------------------------------
                                    ---------')
  230 FORMAT(E12.5)
  250 FORMAT(10X,1H|,16X1H|,16X1H|,16X1H|,16X1H|
                                    ,16X1H|,16X1H|)
  260 FORMAT(3F15.5)
  270 FORMAT('ТАБЛИЦА СРАВНЕНИЯ',/4X,'SW(J)',10X,
                                    'FW(J)',10X,'FW1(J)')
  300 FORMAT(10X,1H|,3X,10НАБСОЛЮТНАЯ,3X1H|,4X,7
                                    НСРЕДНЯЯ,5X1H|,
     *16НМОДИФИЦИРОВАННАЯ,1H|,4X,7НСРЕДНЯЯ,5X1H|
                                    ,16НМОДИФИЦИРОВАННАЯ,
     *1H|,16НМОДИФИЦИРОВАННАЯ,1H|/10X,1H|,2X,13Н
                                    ПРОНИЦАЕМОСТЬ,1X1H|,2X,
     *12ННАСЫЩЕННОСТЬ,2X1H|,1X,13НОТНОСИТ.ПР-ТЬ,
                                    2X1H|,2X,
     *12ННАСЫЩЕННОСТЬ,2X1H|,1X,13НОТНОСИТ.ПР-ТЬ,
                                    2X1H|,1X,
     *13НОТНОСИТ.ПР-ТЬ,2X,1H|/10X,1H|,5X,6НМДАРС
                                    И,5X1H|,5X,5НВОДОЙ,
     *6X1H|,5X,4НВОДЫ,7X1H|,5X,5НГАЗОМ,6X1H|,5X,
                                    4НГАЗА,7X1H|,5X,
     *5ННЕФТИ,6X1H|)
  350 FORMAT(10X,1H|,16X1H|,6X,2HSW,8X1H|,6X,2HF
                                    W,8X1H|,6X,2HSG,8X1H|,
     *5X,2HFG,9X1H|,6X,2HFO,8X1H|)
      READ 3,N
      READ 2,SIGBП,SIGBM,SIGГП,SIGHO
```

```
      READ 4,(K(J),J=1,N)
      READ 4,(M(J),J=1,N)
      READ 6,(P(J),J=1,N)
      N1=9
      RPW=((SIGBM-SIGBП)/(1-SIGBП))**3,5
      PRINT 200
      PRINT 250
      PRINT 300
      PRINT 250
      PRINT 350
      PRINT 250
      PRINT 200
      K1(1)=K(1)*P(1)
      M1(1)=M(1)*P(1)
      DO 10 J=2,N
      K1(J)=K1(J-1)+K(J)*P(J)
   10 M1(J)=M1(J-1)+M(J)*P(J)
      DO 12 J=1,N
      U(J)=M1(J)/M1(N)
      V(J)=K1(J)/K1(N)
      SW(J)=SIGBП*U(J)+SIGBM*(1-U(J))
      FW(J)=RPW*(1-V(J))
      DO 12 J1=1,N1
      IF(SIGG(J1)-SIGГП)14,14,16
   14 RPG(J,J1)=0,0GO TO 15
   16 RPG(J,J1)=(1+3*(1-SIGG(J1)))*((SIGG(J1)-SI
                                GГП)/(1-SIGГП))**3,5
   15 FG(J,J1)=RPG(J,J1)*V(J)
      IF(SIGG(J1)-SIGГП)13,13,17
   13 SG(J,J1)=SIGG(J1)*GO TO 18
   17 SG(J,J1)=SIGG(J1)*U(J)+SIGГП*(1-U(J))
   18 IF(SIGG(J1)+SIGBП-1+SIGHO)22,20,20
   20 RPO(J,J1)=0,0GO TO 21
   22 RPO(J,J1)=(1+(2,4+16,5*SIGG(J1))*SIGBП)*((
                                1-SIGHO-SIGG(J1)-SIGBП)/
     *(1-SIGHO))**2,8
   21 FO(J,J1)=RPO(J,J1)*V(J)
   12 CONTINUE
      DO 25 J=1,N
      PRINT 100,K(J),SW(J),FW(J),SG(J,1),FG(J,1)
                                ,FO(J,1)
      DO 30 J1=2,N1
      PRINT 150,SG(J,J1),FG(J,J1),FO(J,J1)
   30 CONTINUE
   25 PRINT 200
C  ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДЛЯ АППРОКСИМАЦИИ
  180 L=1.
      CMIN=10000000.
  190 S=0
      DO 210 J=1,N
      Z2(J)=2*(1-ERF((0,675+L*(SW(J)-SIGBП))/SQR
                                T(2)))
  210 S=S+(1-FW(J)/RPW-Z2(J))**2
```

```
      IF(S-CMIN)54,55,55
   54 CMIN=S
      W2=L
   55 L=L+0.005
      IF(L-20)190,190,220
  220 PRINT 65,W2
      PRINT 270
      DO 250 J=1,N
      FW1(J)=RPW*(1-2*(1-ERF((0.675*W2*(SW(J)-SIGBM))/SQRT(2))))
  250 PRINT 260,SW(J),FW(J),FW1(J)
      STOP
      END
```

# П Р И Л О Ж Е Н И Е  3

## Программа гидродинамического расчета технологических показателей (GØWRØW)

# И Н С Т Р У К Ц И Я

## к программе гидродинамического расчета технологических показателей ( GØWRØW)

Назначение программы. Программа GØWRØW предназначена для расчета гидродинамических показателей разработки элемента нефтяной или нефтегазовой залежи, вскрытом рядной системой скважин. Программа реализует конечно-разностный метод, описанный в [19] и в разделе 4. §4 данной методики.

Характеристика программы: Программа GØWRØW написана на алгоритмическом языке FØRTRAN. Расчет по этой программе возможен на любой ЭВМ, имеющей транслятор с языка FØRTRAN и необходимую оперативную память центрального процессора. Данный вариант программы рассчитан на использование до 500 узловых точек разностной сетки и до 10 рядов скважин. Для этого требуется оперативная память в ~51000$_8$ слов. Если оперативная память используемой ЭВМ недостаточна, число узловых точек можно уменьшить. Для этого достаточно изменить описание размерностей массивов в операторах DIMENSIØN.

Программа включает 14 основных сегментов:

PRØGRAM GØWRØW – головная программа;

SUBRØUTINE PRESS3 – подпрограмма, реализующая расчет поля насыщенностей;

SUBRØUTINE ØØCW3 – подпрограмма, реализующая расчет дебитов скважин;

SUBRØUTINE WELL – подпрограмма, реализующая расчет дебитов скважин;

SUBRØUTINE RUN - подпрограмма, реализующая метод прогонки при расчете давления;

SUBRØUTINE ПЕЧЭЛ - подпрограмма выдачи на широкоформатную печать рассчитанных технологических показателей разработки элемента пласта;

SUBRØUTINE SIMPS - подпрограмма вычисления интеграла по методу Симпсона;

FUNCTIØN: $\Phi_1$, $\Phi_2$, $\Phi_3$, - подпрограммы для расчета некоторых вспомогательных функций;

Носителями программы являются магнитная лента (МЛ) или перфокарты.

Количество зон МЛ - 5 . Количество перфокарт - 975.

Разностная сетка. Для численного решения задачи необходимо разбить область течения между левой и правой границами моделируемого элемента пласта на N частей длиной DX Узлы разностной сетки нумеруются слева направо от I = I до I = N + 1 . Ряды скважин сносятся в ближайшие узлы сетки и им присваиваются номера I РЯД, совпадающие с номерами соответствующих узлов.

Размерности вводимых величин. При вводе конкретных числовых значений размерных констант и функций используются следующие единицы измерения

| Размерная величина | Единица измерения |
|---|---|
| Время | сек |
| Длина | см |
| Давление | кгс/см$^2$ |
| Вязкость | сП |
| Удельный вес | кгс/см$^3$ |
| Расход (приведенный к стандартным условиям) | см$^3$/сек |
| Угол | градус |
| Проницаемость | Д |

## Ввод числового материала (констант)

Следующие числа пробиваются на отдельных перфокартах с первой позиции и вводятся в ЭВМ в той последовательности, в которой они записаны в таблице

| Индентификатор величины, которой присваивается вводимое числовое значение | Формат ввода | Пример пробивки числа на перфокарте | Смысл вводимой величины |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| N | I4 | I 0 0 | Число отрезков, на которое разбивается область течения |
| ITER | I4 | 3 | Число итераций по нелинейности при счете давления |
| VARØ<br>VARL | I4 | 2 | Признак варианта задания граничных условий при X = 0 и X = L |
| КПЕЧ | I4 | 50 | Количество выдач результатов счета на АЦПУ |

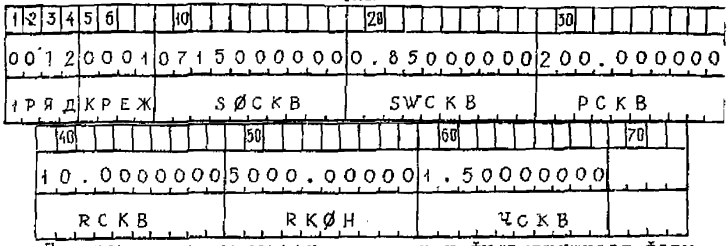
| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| KGRAPF | I4 | I | Признак выдачи графиков на АЦПУ<br>I – выдача<br>2 – нет выдачи |
| ØMEGA | E I2.5 | I2.5E4 | Число Куранта |
| SØ1<br>SW1<br>SØ0<br>SW0<br>PO | E I2.5 | 0<br>0<br>0<br>0<br>0 | Эти числа в данном варианте программы не требуются и можно положить их равным 0 |
| ALPHA | E I2.5 | 90 | Угол (в градусах) между осью X и вертикалью |
| DX | E I2.5 | 5. E3 | Расстояние между узлами разностной сетки |
| DTПЕЧ | E I2.5 | 3.I536 E7 | Шаг выдачи на АЦПУ распределений P, SØ, SW, SG |
| DTПЕЧЭЛ | E I2.5 | 3.I536 E7 | Шаг выдачи на АЦПУ расчетных данных по элементу |
| DTНАЧ | E I2.5 | 8.64E4 | Начальный шаг по времени |
| REPS | E I2.5 | I.0E-2 | Константа для библиотечной п/п SIMPS |
| AEPS | E I2.5 | I.0E-I8 | -"- |
| НПЛАСТ | E I2.5 | I.E3 | Мощность пласта |
| СЭКСПЛ | E I2.5 | | Коэффициент эксплуатации |
| ØХВАТ | E I2.5 | | |
| NРЯДØВ | I4 | I0 | Число рядов в элементе пласта |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| LРЯД | I 4 | 2 | Массив признаков ряда: I - нагнетательный ряд, 2 - эксплуатационный фонтанирующий ряд, 3 - нагнетательный ряд, дающий нефть (до освоения), 4 - эксплуатационный ряд на механизированной добыче, 5 - эксплуатационный ряд в газовой шапке<br>Размерность массива LРЯД (I: NРЯДОВ) |
| ЧНØВ | E I2.5 | I.EI | Количество новых эксплуатационных скважин по рядам.<br>Для нагнетательного ряда ЧНØВ = 0.<br>Для эксплуатационных рядов ЧНОВ равно количеству скважин в ряду.<br>Размерность массива ЧНОВ (I: NРЯДОВ) |
| WØRMEX | E I2.5 | I.56EI | Обводненность продукции, соответствующая переводу на механизированную добычу (в поверхн. условиях). |
| NЭЛ | I 4 | 5 | Порядковый номер рассчитываемого элемента. При первом обращении принять NЭЛ = IOO, что необходимо для организации каталога на м. ленте. При повторных обращениях для первого элемента NЭЛ=I, для второго - NЭЛ=2 и т.д. |
| КРАСП | I 4 | I | Признак выдачи на печать распределений P, SØ, SW , SG .<br>2 - выдача P, SØ, SW , SG .<br>I - выдача P<br>0 - выдача этих величин не производится. |

| Идентификатор величины, которой присваивается вводимое числовое значение | Формат ввода | Смысл вводимой величины |
|---|---|---|
| I РЯД | I 4 | Номер ряда (т.е. узла, моделирующего скважину) |
| КРЕЖ | I 4 | Режим скважины<br>0 – не работающая скважина<br>I – нагнетательный ряд<br>2 – эксплуатационный ряд |
| SØCKB | E10.3 | Нефтенасыщенность на нагнетательной скважине; для эксплуатационной скважины можно положить<br>SØCKB = 0. |
| SWCKB | E10.3 | Водонасыщенность на нагнетательной скважине; для эксплуатационной скважины можно положить<br>SWCKB = 0. |
| PCKB | E10.3 | Давление на скважине |
| RCKB | E10.3 | Радиус скважины |
| RKON | E10.3 | Радиус внутренней области, вычисляемый по методу Ю.П. Борисова<br>$RKOH = \delta/\pi$ ( $\delta$ – половина расстояния между скважинами в ряду) |
| ?CKB | E10.3 | Число скважин данного ряда, приходящихся на расчетный элемент пласта |

Ввод данных по рядам. Числовые данные по каждому ряду пробиваются на отдельной перфокарте в той последовательности, которая указана на рис. I. Смысл каждой вводимой величины в формат ввода указаны в следующей таблице.

Рис. 1




Подпрограммы, описывающие пласт и фильтрующиеся фазы

Для счета необходимо описать с помощью подпрограмм ряд входных данных согласно следующему перечню:

| Подпрограмма | Что вычисляет | Размерность |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| FUNCTIØN A(X) | Поперечное сечение элемента пласта | см |
| FUNCTIØN BØ (P, SØ, SW)<br>FUNCTIØN BW (P, SØ, SW)<br>FUNCTIØN BG (P, SØ, SW) | Объемные коэффициенты нефти, воды и газа | |
| FUNCTIØN RØ (P, SØ, SW)<br>FUNCTIØN RW (P, SØ, SW) | Растворимость газа в нефти и воде | |
| REAL FUNCTIØN MUØ(P,SØ,SW)<br>REAL FUNCTIØN MUW(P,SØ,SW)<br>REAL FUNCTIØN MUG(P,SØ,SW) | Вязкость нефти, воды и газа | сП |
| FUNCTIØN GAMØ (P, SØ, SW)<br>FUNCTIØN GAMW (P, SØ, SW)<br>FUNCTIØN GAMG (P, SØ, SW) | Удельные веса нефти, воды и газа | кг/см$^3$ |
| REAL FUNCTIØN M (P) | Пористость пласта | |
| REAL FUNCTIØN KX (X) | Абсолютная проницаемость, умноженная на СЭКПЛ | Д |
| FUNCTIØN FØ (SØ, SW)<br>FUNCTIØN FW (SØ, SW)<br>FUNCTIØN FG (SØ, SW) | Относительные проницаемости для нефти, воды и газа | |

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| FUNCTIØN WST1 (T)<br>FUNCTIØN WSTØ (T)<br>FUNCTIØN WSTW1(T)<br>FUNCTIØN WSTG1(T) | Суммарный расход и расходы компонент на внешней границе X = 0 | $см^3/сек$ |
| FUNCTIØN WST2 (T)<br>FUNCTIØN WSTØ2(T)<br>FUNCTIØN WSTW2(T)<br>FUNCTIØN WSTG2(T) | Суммарный расход и расходы компонент на внешней границе X = L | $см^3/сек$ |
| FUNCTIØN P1 (T)<br>FUNCTION P2 (T) | Давление на внешних границах X = 0 и X = L | ат |
| SUBRØUTINE PSINIT (X, P, SØ, SW) | Начальные распределения P, SØ, SW по координате X | |
| FUNCTIØN DER (P, SØ, SW) | Производная $(m/B_г)'_p$ | |
| FUNCTIØN DERØ(P, SØ, SW) | Производная $(R_н - B_н/B_г)'_p$ | |
| FUNCTIØN DERW(P, SØ, SW) | Производная $(R_б - B_б/B_г)'_p$ | |
| FUNCTIØN DER1(P, SØ, SW) | $P(m/B_г)'p - (m/B_г)$ | |
| FUNCTIØN DERØ(P, SØ, SW) | $P(R_н - B_н/B_г)'_p - (1+R_н - B_н/B_г)$ | |
| FUNCTIØN DERW1(P, SØ, SW) | $P(R_б - B_б/B_г)'_p - (1+R_б - B_б/B_г)$ | |

*Формирование колоды перфокарт (пакета задачи)*

Пакет задачи может несколько отличаться для различных типов ЭВМ и операционной системыдля нее. Данные вариант пакета задачи соответствует операционной системе "ДИСПАК" для ЭВМ БЭСМ-6. Последовательность перфокарт в пакете задачи следующая:

| Назначение перфокарты | : |
|---|---|
| Шифр задачи | ШИФР ␣ XX...XX ␣ ЗС2<br>12 символов |
| Заказ МЛ | ЛЕНТ ␣ 41 (80-ЗП)<br>мат.номер номер бабины |
| Заказ трактов Барабана | ТРАК ␣ 60 |
| Заказ листов АЦПУ | АЦПУ ␣ 20 |
| Заказ времени счета | ВРЕМЯ ␣ 01 30 00<br>часы мин. сек. |
| Стандартная системная карта (паспорт) | |
| Фамилия пользователя | ж NAME ␣ ИВАН Ø В |
| Заказ стандартной библиотечной ленты | ж ASIGN ␣ LIBRARY 1 |
| Отказ от печати программы | ж МØ ␣ LIST |
| Считывание и трансляция программы СМЛ | READ ␣ TAPE ␣ 41171 |
| Подпрограммы, описывающие пласт и фильтрующиеся фазы | |
| Карта загрузки задачи в оперативную память для счета | ж EXECUTE |
| Перфокарты с константами | |
| Перфокарты с данными по рядам | |
| Перфокарта признака конца пакета задачи | ж END ␣ FILE |
| Стандартная системная карта | Диспетчерский конец |
| Стандартная системная карта | Е-КОНЕЦ |

## Счет задачи и ввод результатов расчета

После ввода пакета задачи в ЭВМ при отсутствии ошибок при трансляции программы и при задании входных данных происходит автоматическая загрузка задачи для счета. Рассчитываются распределения давления и насыщенностей фаз по длине пласта, дебиты, показатели по рядам и т.д. Результаты расчета периодически (в соответствии с заказом пользователя выдаются на широкоформатную печать в виде таблиц с указанием наименований выводимых показателей и их размерностей.

```
*LL
1       PROGRAM GOWROW
2       INTEGER VARO,VARL
3       REAL KX,MUO,MUW
4       REAL KX1,MUG
5       DIMENSION P(501),SO(501),SW(501)
6       DIMENSION CO(502),CW(502)
7       DIMENSION QO(10),QW(10),QG(10),Q(10),QDER(
                        10)
8       DIMENSION QOSUM(10),QWSUM(10),QGSUM(10),QS
                        UM(10)
9       DIMENSION GORAT(10),WORAT(10),GWRAT(10)
10      DIMENSION IРЯД(10),KРЕЖ(10),SOCKB(10),SWCK
                        B(10),
11     *PCKB(10),RCKB(10),RKOH(10),ЧСКВ(10)
12      DIMENSION S(503)
13      DIMENSION R(503)
14      DIMENSION X(503)
15      DIMENSION FRACO(10)
16      COMMON/БЛОК1/ P,SO,SW
17      COMMON/БЛОК2/ CO,CW
18      COMMON/БЛОК3/ ITER,OMEGA
19      COMMON/БЛОК4/ VARO,VARL,SO1,SW1,SOO,SWO,PO
20      COMMON/БЛОК5/ ALPHA,N,DX,DTПЕЧ
21      COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,TПЕЧ
22      COMMON/БЛОК8/IРЯД,КРЕЖ,SOCKB,SWCKB,PCKB,RC
                        KB,RKOH,ЧСКВ
23      COMMON /БЛОК7/REPS,AEPS,НПЛАСТ
24      COMMON/БЛОК11/NРЯДОВ,СЭКСПЛ,ОХВАТ
25      COMMON/БЛОК22/ DTПЧЭЛ,TПЧЭЛ,TПЧЭЛ1,AQНЭЛ1,
                        AQЖЭЛ1,AQВЭ1,AQГЭ1,ZНЭЛ
26      COMMON/БЛОК21/ QO,QW,QG,Q,QOSUM,QWSUM,QGSU
                        M,QSUM
27      COMMON/БЛОК20/ GORAT,WORAT,GWRAT,FRACO
28      COMMON/БЛОК23/ЧНОВ(10),LРЯД(10),QOНОВ(10),
                        QOSUMН(10),AQOH1
29      COMMON/БЛОК25/NЭЛ,IЗАП,L,ЭЛЕМ(2100),QOSUMI
                        (10),QWSUM1(10)
30      READ1,N,ITER,VARO,VARL,КПЕЧ,KGRAPH,OMEGA,
31     *ALPHA,DX,DTПЕЧ,DTПЧЭЛ
32    1 FORMAT(I4/I4/I4/I4/I4/I4/(E12.5))
33      READ 3,DTНАЧ
34      READ3,REPS,AEPS,НПЛАСТ
35      READ 3,СЭКСПЛ,ОХВАТ
36    3 FORMAT(E12.5)
37      READ 33,NРЯДОВ
38      READ 33,(LРЯД(J),J=1,NРЯДОВ)
39      READ 3,(ЧНОВ(J),J=1,NРЯДОВ),WORMEX
40      READ 33,NЭЛ,KРАСП
41    33 FORMAT(I4)
42      READ30,(IРЯД(J),KРЕЖ(J),SOCKB(J),SWCKB(J),
                        PCKB(J),RCKB(J),
43     *RKOH(J),ЧСКВ(J),J=1,10)
```

```
   30 FORMAT(2I4,6E10.3)
      PRINT2,N,ITER,VARO,VARL,КПЕЧ,KGRAPH,OMEGA,
     *ALPHA,DX,DTПЕЧ,DTПЧЭЛ
    2 FORMAT(10X,2HN=,I4/10X,5HITER=,I4/
     *10X,5HVARO=,I4/10X,5HVARL=,I4/
     *10X,5HКПЕЧ=,I4/10X,7HKGRAPH=,I4/
     *10X,6HOMEGA=,E12.5/
     *10X,6HALPHA=,E12.5/10X,3HDX=,F12.5/
     *10X,6HDTПЕЧ=,E12.5/10X,7HDTПЧЭЛ=,E12.5)
      PRINT4,DTНАЧ
    4 FORMAT(10X,6HDTНАЧ=,E12.5)
      PRINT 31 REPS,AEPS,НПЛАСТ
   31 FORMAT(10X,5HREPS=,E12.5/10X,5HAEPS=,E12.5
                                 /
     *10X,7HНПЛАСТ=,E12.5)
      PRINT34,NРЯДОВ
   34 FORMAT(10X,7HNРЯДОВ=,I4)
      PRINT8,НПЛАСТ,СЭКСПЛ,ОХВАТ,ALPHA
    8 FORMAT(10X,39HМОЩНОСТЬ НПЛАСТ(ОХВАЧЕННАЯ В
                                 ОЗДЕЙСТВ.)=,E12.5,3H См/
     *10X,41HКОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН  С
                                 ЭКСПЛ=,E12.5/
     *10X,39HКОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ  ОХ
                                 ВАТ=,E12.5/
     *10X,27HУГОЛ НАКЛОНА ПЛАСТА  ALPHA=,E12.5/)
      PRINT 32,(IРЯД(J),КРЕЖ(J),SOCKB(J),SWCKB(J
                                 ),PCKB(J),RCKB(J),
     *RKOH(J),ЧСКВ(J),J=1,10)
   32 FORMAT(1H0/'IРЯД',1X,'КРЕЖ',3X,'SOCKB',5X,
                                 'SWCKB',5X,'PCKB',
     *6X,'RCKB',6X,'RKOH',6X,'ЧСКВ'/(2I4,6E10.3)
                                 )
      ALPHA=ALPHA*3.14159265/180.
      COSA=COS(ALPHA)
      SO1=0.
      SW1=0.
      SO0=0.
      SW0=0.
      P0=0.
      N1=N+1
      X1=0.
      DO 9 I=1,N1
      CALL PSINIT(X1,P(I),SO(I),SW(I))
       CO(I)=M(P(I))*SO(I)/BO(P(I),SO(I),SW(I))
      CW(I)=M(P(I))*SW(I)/BW(P(I),SO(I),SW(I))
      X1=X1+DX
    9 CONTINUE
      ZНЭЛ=0.
      X1=DX
      DO 50 I=2,N
      ZНЭЛ=ZНЭЛ+DX*A(X1)*CO(I)
      X1=X1+DX
```

```
 89      50 CONTINUE
 90         ZНЭЛ=ZНЭЛ+(A(0.)*CO(1)+A(X1)*CO(N1))*DX/2.
 91         ZНЭЛ=ZНЭЛ/ОХВАТ
 92         AQНЭЛ1=0.
 93         AGЖЭЛ1=0.
 94         AGВЭ1=0.
 95         AGГЭ1=0.
 96         TПЧЭЛ1=0.
 97         TПЧЭЛ=0.
 98         TПЕЧ=0.
 99         AQОН1=0.
100         IЗАП=0
101         L=1
102         T=0.
103         DT=DTНАЧ
104         DO 51 J=1,10
105         QOSUM(J)=0.
106         QWSUM(J)=0.
107         QGSUM(J)=0.
108         QSUM(J)=0.
109         QOSUMH(J)=0.
110         QOSUM1(J)=0.
111         QWSUM1(J)=0.
112      51 CONTINUE
113         IF(NЭЛ.GT.100)GO TO 150
114         CALL FCOLD(1)
115         GO TO 151
116     150 CALL FCNEW(1)
117         NЭЛ=1
118     151 CALL FCATAL(1)
119         INDEX=0
120      10 CALL PRESS3
121         DO 65 J=1,10
122         I=IРЯД(J)
123         IF(KРЕЖ(J).EQ.0) GO TO 68
124         IF(KРЕЖ(J).EQ.1) GO TO 66
125         SOI=SO(I)
126         SWI=SW(I)
127         GO TO 67
128      66 SOI=SOCKB(J)
129         SWI=SWCKB(J)
130      67 X1=(I-1)*DX
131         KX1=KX(X1)
132         CALL WELL(KX1,P(I),SOI,SWI,
133        *PCKB(J),RCKB(J),RKOH(J),ЧCKB(J),Q(J),QO(J)
                                  ,QW(J),QG(J),QDER(J))
134         QOНОВ(J)=QO(J)/ЧCKB(J)*ЧНОВ(J)
135         GO TO 69
136      68 QO(J)=0.
137         QW(J)=0.
138         QG(J)=0.
139         Q(J)=0.
```

```
140         QOНОВ(J)=0.
141      69 QSUM(J)=QSUM(J)+DT*Q(J)
142         QOSUM(J)=QOSUM(J)+DT*QO(J)
143         QWSUM(J)=QWSUM(J)+DT*QW(J)
144         QGSUM(J)=QGSUM(J)+DT*QG(J)
145         QOSUMH(J)=QOSUMH(J)+QOНОВ(J)*DT
146         IF(KРЕЖ(J).EQ.0) GO TO 65
147         IF(KРЕЖ(J).EQ.1) GO TO 70
148         GORAT(J)=QG(J)/QO(J)
149         WORAT(J)=QW(J)/QO(J)
150         FRACO(J)=QO(J)/(QO(J)+QW(J))
151         IF(WORAT(J).LT.WORMEX)GO TO 65
152         LРЯД(J)=4
153         QWSUM1(J)=QWSUM1(J)+QW(J)*DT
154         QOSUM1(J)=QOSUM1(J)+QO(J)*DT
155         GO TO 65
156      70 GWRAT(J)=QG(J)/QW(J)
157      65 CONTINUE
158         CALL COCW3
159         DT=OMEGA*DX/WMAX
160         IF(VARO.EQ.1) GO TO 25
161         I1=1
162         GO TO 26
163      25 I1=2
164         SO(1)=SO1
165         SW(1)=SW1
166      26 DO 27 I=I1,N1
167         SO(I)=CO(I)*BO(P(I),SO(I),SW(I))/M(P(I))
168      27 SW(I)=CW(I)*BW(P(I),SO(I),SW(I))/M(P(I))
169         IF(T.LT.TПЧЗЛ)GO TO 10
170         IF(T.GT.3.1536E7)I3AП=1
171         CALL ПЕЧЗЛ
172         IF(T.LE.3.1536E7)GO TO 160
173         DO 161 J=1,NРЯДОВ
174    161  ЧНОВ(J)=0.
175    160  TПЧЗЛ=TПЧЗЛ+DTПЧЗЛ
176         IF(KGRAPH.NE.1)GO TO 106
177      16 DO 7 I=1,N1
178         S(I)=SW(I)
179       7 R(I)=SW(I)+SO(I)

180         X(1)=0.
181         DO 20 I=1,N
182      20 X(I+1)=X(I)+DX
183         S(N1+1)=0.
184         S(N1+2)=1.
185         R(N1+1)=0.
186         R(N1+2)=1.
187         X(N1+1)=X(N1)+DX
188         X(N1+2)=X(N1)+DX+DX
189         CALL GRAPH2(N1+2,X,S,R)
190    106  CONTINUE
191         IF(T.LT.TПЕЧ)GO TO 15
```

```
      IF(KPACП.EQ.0)GO TO 17
      PRINT11
   11 FORMAT(1H0/50X,'ДАВЛЕНИЕ  P'/)
      PRINT12,(P(I),I=1,N1)
   12 FORMAT(10F12.5)

      IF(KPACП.EQ.1)GO TO 17
      PRINT13
   13 FORMAT(1H0/50X,'НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ  SO'/)
      PRINT12,(SO(I),I=1,N1)
      PRINT14
   14 FORMAT(1H0/50X,'ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ  SW'/)
      PRINT12,(SW(I),I=1,N1)
      DO 5 I=1,N1
    5 S(I)=1.-SO(I)-SW(I)
      PRINT 6
    6 FORMAT(1H0/50X,'ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ  SG'/)
      PRINT  2,(S(I),I=1,N1)
   17 TПЕЧ=TПЕЧ+DTПЕЧ
   15 KПЕЧ=KПЕЧ-1
      IF(KПЕЧ.LE.0)GO TO 155
      GO TO 10
  155 CALL MAKNAM('ЗПЕ',N3П,IT)
      CALL FWRITE(1,IT,ЗЛЕМ,2100)
      CALL FCCLOS(1)
      CALL FCOLD(1)
      CALL FCATAL(1)
      CALL EXIT
      END
      SUBROUTINE ПЕЧ3Л
      DIMENSION QO(10),QW(10),QG(10),Q(10)
      DIMENSION QOSUM(10),QWSUM(10),QGSUM(10),QS
                              UM(10)
      DIMENSION GORAT(10),WORAT(10),GWRAT(10)
      DIMENSION IРЯД(10),KРЕЖ(10),SOCKB(10),SWCK
                              B(10),
     *PCKB(10),RCKB(10),RKOH(10),ЧСКВ(10)
      DIMENSION FRACO(10)
      COMMON/БЛОК5/ ALPHA,N,DX,DTПЕЧ
      COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,TПЕЧ
      COMMON/БЛОК8/ IРЯД,KРЕЖ,SOCKB,SWCKB,PCKB,R
                              CK0,RKOH,ЧСКБ
      COMMON/БЛОК21/ QO,QW,QG,Q,QOSUM,QWSUM,QGSU
                              M,QSUM
      COMMON/БЛОК20/ GORAT,WORAT,GWRAT,FRACO
      COMMON/БЛОК22/ DTПЧ3Л,TПЧ3Л,TПЧ3Л1,AQH3Л1,
                              AQЖ3Л1,AQB3I,AQГ31,ZH3Л
      COMMON/БЛОК11/ NРЯДОВ,C3KCПЛ,QXBAT
      COMMON/БЛОК23/ЧНОВ(10),LРЯД(10),QOHOB(10),
                              QOSUMH(10),AQOH1
      COMMON/БЛОК25/N3Л,I3АП,L,ЗЛЕМ(2100),QOSUM1
                              (10),QWSUM1(10)
      T1=T/(365.*86400.)
      DT1=(T-TПЧ3Л1)/(365.*8640D.)
      TПЧ3Л1=T
```

```
239         T=T/86400.
240         GAMOST=GAMO(1.,1.,0.)
241         DO 10 J=1,NРЯДОВ
242         QO(J)=QO(J)*GAMOST*86.4
243         QW(J)=QW(J)*0.0864
244         QG(J)=QG(J)*0.0864
245         Q(J)=Q(J)*0.0864
246         QOSUM(J)=QOSUM(J)*GAMOST*0.001
247         QWSUM(J)=QWSUM(J)*1.E-6
248         QGSUM(J)=QGSUM(J)*1.E-6
249         QSUM(J)=QSUM(J)*1.E-6
250      10 CONTINUE
251     103 FORMAT(///30X,'ВРЕМЯ=',F10.3,'  СУТ=',F10.
                                  3,'  ЛЕТ')
252
253         PRINT 103,T,T1
254         PRINT 6
            6 FORMAT(1H0/30X,35HТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕ
                                  ЛИ ПО РЯДАМ/)
255
256         PRINT35
           35 FORMAT(1H0/7X,1HJ,5X,5HQO    ,9X,5HQW    ,9X
                                  ,5HQG    ,9X,5HQ    ,
257           *9X,5HQOSUM,9X,5HQWSUM,9X,5HQGSUM,9X,5HQSUM
                                  /)
258         PRINT 7
259          7 FORMAT(1H0/12X,5HT/СУТ,9X,11HН.КУБ.М/СУТ,3
                                  X,11HН.КУБ.М/СУТ,3X,
260           *11HН.КУБ.М/СУТ,6X,1HT,10X,7HН.КУБ.М,7X,7HН
                                  .КУБ.М,7X,7HН.КУБ.М/)
261         PRINT36,(J,QO(J),QW(J),QG(J),Q(J),
262           *QOSUM(J),QWSUM(J),QGSUM(J),QSUM(J),J=1,NРЯ
                                  ДОВ)
263         36 FORMAT(I8,8E14.5)
264         DO 42 J=1,NРЯДОВ
265         IF(КРЕЖ(J).EQ.0) GO TO 37
266         IF(КРЕЖ(J).EQ.1) GO TO 38
267         PRINT 39,J,PCKB(J),GORAT(J),WORAT(J),FRACO
                                  (J)
268         39 FORMAT(/7X,2HJ=,I2,8H (ЭКСП.),5X,5HPСКВ=,F
                                  12.5,
269           *5X,6HGORAT=,E12.5,5X,6HWORAT=,E12.5,5X,17H
                                  ДОЛЯ НЕФ. В ЖИД.=,F5.3)
270         GO TO 42
271         37 PRINT40,J
272         40 FORMAT(/7X,2HJ=,I2,8H (ВЫКЛ.))
273         GO TO 42
274         38 PRINT41,J,PCKB(J),GWRAT(J)
275         41 FORMAT(/7X,2HJ=,I2,8H (НАГН.),5X,5HPСКВ=,F
                                  12.5,5X,6HGWRAT=,E12.5)
276         42 CONTINUE
277         T=T*86400.
278         DO 11 J=1,NРЯДОВ
279         QO(J)=QO(J)/(GAMOST*86.4)
280         QW(J)=QW(J)/0.0864
```

```
      QG(J)=QG(J)/0.0864
      Q(J)=Q(J)/0.0864
      QOSUM(J)=QOSUM(J)/(GAMOST*0.001)
      QWSUM(J)=QWSUM(J)/1.E-6
      QGSUM(J)=QGSUM(J)/1.E-6
      QSUM(J)=QSUM(J)/1.E-6
   11 CONTINUE
      QНЭЛ=0.
      QВЭЛ=0.
      QГЭЛ=0.
      QЖЭЛ=0.
      AQНЭЛ=0.
      AQВЭЛ=0.
      AQГЭЛ=0.
      AQЖЭЛ=0.
      AQВЭЭЛ=0.
      AQГЭЭЛ=0.
      ЧСКВЭ=0.
      ЧСКВН=0.
      ЧСКНОВ=0.
      ЧСКСТ=0.
      ЧСЭНАГ=0.
      ЧЖЕХ=0.
      ЧГШ=0.
      QГШ=0.
      AQОНАГ=0.
      AQОМЕХ=0.
      AQЖМЕХ=0.
      AQГШ=0.
      AQОН=0.
      DO 92 J=1,NРЯДОВ
      IF(КРЕЖ(J).EQ.1) GO TO 91
      QНЭЛ=QНЭЛ+QO(J)
      QВЭЛ=QВЭЛ+QW(J)
      QГЭЛ=QГЭЛ+QG(J)
      QЖЭЛ=QЖЭЛ+QO(J)+QW(J)
      AQНЭЛ=AQНЭЛ+QOSUM(J)
      AQВЭЛ=AQВЭЛ+QWSUM(J)
      AQГЭЛ=AQГЭЛ+QGSUM(J)
      AQЖЭЛ=AQЖЭЛ+QOSUM(J)+QWSUM(J)
      IF(КРЕЖ(J).EQ.0)GO TO 92
      ЧСКВЭ=ЧСКВЭ+ЧСКВ(J)
      GO TO 92
   91 AQВЭЭЛ=AQВЭЭЛ+QWSUM(J)
      AQГЭЭЛ=AQГЭЭЛ+QGSUM(J)
      ЧСКВН=ЧСКВН+ЧСКВ(J)
   92 CONTINUE
      DO 50 J=1,NРЯДОВ
      AQОН=AQОН+QOSUMН(J)*GAMOST*0.001
      ЧСКНОВ=ЧСКНОВ+ЧНОВ(J)
      IF(LРЯД(J).LT.3)GO TO 50
      IF(LРЯД(J).GT.3)GO TO 51
      AQОНАГ=AQОНАГ+QOSUM(J)*GAMOST*0.001
```

```
334         ЧСЭНАГ=ЧСЭНАГ+ЧСКВ(J)
335         GO TO 50
336      51 IF(LPЯД(J).EQ.5)GO TO 52
337         ЧМЕХ=ЧМЕХ+ЧСКВ(J)
338         AQOMEX=AQOMEX+QOSUM1(J)*GAMOST*0.001
339         AQЖMEX=AQЖMEX+(QOSUM1(J)+QWSUM1(J))*1.E-6
340         GO TO 50
341      52 ЧГШ=ЧГШ+ЧСКВ(J)
342         AQГШ=AQГШ+QGSUM(J)*1.E-6
343      50 CONTINUE
344         ЕТАЭЛ=-AQНЭЛ/ZНЭЛ
345         WRЭЛ=QВЭЛ/QЖЭЛ
346         QНЭЛ=QНЭЛ*GAMOST*86.4
347         QЖЭЛ=QЖЭЛ*0.0864
348         QГЭЛ=QГЭЛ*0.0864
349         ГФЭЛ=QГЭЛ/QНЭЛ
350         AQНЭЛ=AQНЭЛ*GAMOST*0.001
351         AQВЭЛ=AQВЭЛ*1.E-6
352         AQГЭЛ=AQГЭЛ*1.E-6
353         AQЖЭЛ=AQЖЭЛ*1.E-6
354         ВНОЭЛ=AQВЭЛ/AQНЭЛ
355         QНЭЛ1=AQНЭЛ-AQНЭЛ1
356         QЖЭЛ1=AQЖЭЛ-AQЖЭЛ1
357         AQНЭЛ1=AQНЭЛ
358         AQЖЭЛ1=AQЖЭЛ
359         AQВЭЭЛ=AQВЭЭЛ*1.E-6
360         AQГЭЭЛ=AQГЭЭЛ*1.E-6
361         QВЭЭЛ=AQВЭЭЛ-AQВЭ1
362         QГЭЭЛ=AQГЭЭЛ-AQГЭ1
363         AQВЭ1=AQВЭЭЛ
364         AQГЭ1=AQГЭЭЛ
365         QНЭЛ1Н=AQОН-AQОН1
366         QНЭЛ1С=QНЭЛ1-QНЭЛ1Н
367         ЧСКСТ=ЧСКВЭ-ЧСКНОВ
368         AQОН1=AQОН
369     100 FORMAT(//33X,'ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ П
                        О ЭЛЕМЕНТУ ПЛАСТА'///
370        *X,'1. ДЕБИТ НЕФТИ: МГНОВЕННЫЙ  QНЭЛ,ТОНН/С
                        УТ',5X,E10.3,3X,
371        *' 9. ДОБЫЧА ВОДЫ НА ТОННУ НЕФТИ  ВНОЭЛ,Н.К
                        УБ.М/ТОННА',E10.3/
372        *4X,'НАКОПЛ.(ЗА ДТ=',F8.4,' ЛЕТ) QНЭЛ1,ТОНН
                        ',5X,E10.3,3X,
373        *'10. НЕФТЕОТДАЧА  ЕТАЭЛ',28X,F10.6/
374        *X,'2. ДЕБИТ ЖИДК.: МГНОВЕННЫЙ  QЖЭЛ,Н.КУБ.
                        М/СУТ  ',E10.3,3X,
375        *'11. РАСХОД ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ',32X/
376        *4X,'НАКОПЛ.(ЗА ДТ=',F8.4,' ЛЕТ) QЖЭЛ1,Н.КУ
                        Б.М  ',E10.3,9X,
377        *'ЗА ДТ=',F8.4,' ЛЕТ)  QВЭЭЛ,Н.КУБ.М',9X,E1
                        0.3)
378     101 FORMAT(X,'3. ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦ. WRЭЛ,Н.
                        КУБ.М/Н.КУБ.М  ',E10.3,
```

```
379       *3X,41H12. ОБ'ЕМ ЗАКАЧАННОЙ ВОДЫ  AQВЗЭЛ,Н.
                    КУБ.М,9X,E10.3/
380       *X,'4. ГАЗОВЫЙ ФАКТОР  ГФЭЛ,Н.КУБ.М/ТОНН',1
                    0X,E10.3,3X,
381       *'13. РАСХОД ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА',31X/
382       *X,'5. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР НЕФТИ  AQНЭЛ,ТОНН'
                    ,8X,E10.3,9X,
383       *'(ЗА ДТ=',F8.4,' ЛЕТ)  QГЭЗЛ,Н.КУБ.М',9X,E
                    10.3/
384       *X,'6. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ВОДЫ  AQВЭЛ,Н.КУБ.
                    М',6X,E10.3,3X,
385       *42H14. ОБ'ЕМ ЗАКАЧАННОГО ГАЗА  AQГЭЗЛ,Н.КУ
                    Б.М,8X,E10.3)
386     102 FORMAT(X,'7. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ГАЗА  AQГЭЛ
                    ,Н.КУБ.М',6X,E10.3,3X,
387       *'15. КОЛ-ВО ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦ.СКВАЖИН
                     ЧСКВЭ',2X,F10.3/
388       *X,'8. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТИ  AQЖЭЛ,Н.
                    КУБ.М  ',E10.3,3X,
389       *'16. КОЛ-ВО ДЕЙСТВУЮЩИХ НАГНЕТАТ.СКВАЖИН
                    ЧСКВН    ',F10.3)
390        PRINT 100,QНЭЛ,ВНОЭЛ,DT1,QНЭЛ1,ЕТАЭЛ,QЖЭЛ,
                    DT1,QЖЭЛ1,DT1,QВЗЭЛ
391        PRINT 101,WRЭЛ,AQВЗЭЛ,ГФЭЛ,AQНЭЛ,DT1,QГЭЗЛ
                    ,AQВЗЭЛ,AQГЭЗЛ
392        PRINT 102,AQГЭЗЛ,ЧСКВЗ,AQЖЭЛ,ЧСКВН
393        PRINT 55,ЧСЭНАГ,DT1,QНЭЛ1Н,AQОМЕХ,DT1,QНЭЛ
                    1С
394        PRINT 56,ЧСКНОВ,AQЖМЕХ,ЧСКСТ,ЧМЕХ,AQОНАГ,A
                    QГШ
395     55 FORMAT(//X,'17. ОТБОР НЕФТИ ИЗ НОВЫХ СКВАЖ
                    ИН',27X,
396       *'22. КОЛИЧЕСТВО НАГН.СКВАЖИН,ДАЮЩИХ НЕФТЬ
                     ЧСЭНАГ   ',F10.3/
397       *6X,'(ЗА ДТ=',F8.4,'ЛЕТ)  QНЭЛ1Н,ТОННН',9X,E
                    10.3,3X,
398       *'23. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР НЕФТИ ИЗ МЕХАНИЗИРО
                    ВАННЫХ'/
399       *X,'18. ОТБОР НЕФТИ ИЗ ПЕРЕШЕДШИХ СКВАЖИН',
                    46X,
400       *'СКВАЖИН  AQОМЕХ,ТОННН',6X,E10.3/
401       *6X,'(ЗА ДТ=',F8.4,'ЛЕТ)  QНЭЛ1С,ТОННН',9X,E
                    10.3,3X,
402       *'24. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТИ ИЗ МЕХАНИЗ
                    ИРОВАННЫХ')
403     56 FORMAT(X,'19. КОЛИЧЕСТВО НОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦ.
                    СКВАЖИН  ЧСКНОВ',F9.3,
404       *27X,'СКВАЖИН  AQЖМЕХ,Н.КУБ.М',3X,E10.3/
405       *X,'20. КОЛИЧЕСТВО ПЕРЕШЕДШИХ ЭКСПЛУАТ.СКВ-
                    Н  ЧСКСТ',F9.3,3X,
406       *'25. КОЛИЧЕСТВО МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИН
                    ЧМЕХ     ',F10.3/
```

```
407       *X,'21, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР НЕФТИ ИЗ НАГНЕТ.С
                  КВАЖИН',14X,
408       *'26. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ГАЗА ИЗ СКВАЖИН ГАЗ
                  ОВОЙ'/
409       *31X,'АQОНАГ,ТОНН      ',E10.3,26X,
410       *'ШАПКИ  АQГШ,Н.КУБ.М          ',E10.3)
411        IF(IЗАП.EQ.0)GO TO 60
412        ЭЛЕМ(L)=QНЭЛ1
413        ЭЛЕМ(L+1)=QЖЭЛ1
414        ЭЛЕМ(L+2)=AQНЭЛ
415        ЭЛЕМ(L+3)=AQВЭЛ
416        ЭЛЕМ(L+4)=AQГЭЛ
417        ЭЛЕМ(L+5)=AQЖЭЛ
418        ЭЛЕМ(L+6)=QВ33Л
419        ЭЛЕМ(L+7)=AQВ33Л
420        ЭЛЕМ(L+8)=QГ33Л
421        ЭЛЕМ(L+9)=AQГ33Л
422        ЭЛЕМ(L+10)=ЧСКВЭ
423        ЭЛЕМ(L+11)=AQОНАГ
424        ЭЛЕМ(L+12)=ЧСЭНАГ
425        ЭЛЕМ(L+13)=AQОМЕХ
426        ЭЛЕМ(L+14)=AQЖМЕХ
427        ЭЛЕМ(L+15)=ЧМЕХ
428        ЭЛЕМ(L+16)=AQГШ
429        ЭЛЕМ(L+17)=QНЭЛ1Н
430        ЭЛЕМ(L+18)=QНЭЛ1С
431        ЭЛЕМ(L+19)=ЧСКНОВ
432        ЭЛЕМ(L+20)=ЧСКСТ
433        L=L+21
434   60   RETURN
435        END
436        SUBROUTINE COCW3
437        INTEGER VARO,VARL
438        REAL KX,M,MUO,MUW
439        REAL KX1,MUG
440        DIMENSION P(501),SO(501),SW(501)
441        DIMENSION CO(502),CW(502)
442        DIMENSION WO1(502),WW1(502)
443        DIMENSION IРЯД(10),КРЕЖ(10),SOCKB(10),SWCK
                  B(10),
444       *PCKB(10),RCKB(10),RKOH(10),ЧСКВ(10)
445        COMMON/БЛОК1/ P,SO,SW
446        COMMON/БЛОК2/ CO,CW
447        COMMON/БЛОК4/ VARO,VARL,SO1,SW1,SOO,SWO,PO
448        COMMON/БЛОК3/ ITER,OMEGA
449        COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,ТПЕЧ
450        COMMON/БЛОК5/ ALPHA,N,DX,DТПЕЧ
451        COMMON/БЛОК8/IРЯД,КРЕЖ,SOCKB,SWCKB,PCKB,RC
                  KB,RKOH,ЧСКВ
452        N1=N+1
453        N2=N+2
454        X1=0.
455        DO 1 I=1,N1
```

```
      W=A(X1)*KX(X1)
      WO1(I+1)=W/(BO(P(I),SO(I),SW(I))*
     *MUO(P(I),SO(I),SW(I)))
      WW1(I+1)=W/(BW(P(I),SO(I),SW(I))*
     *MUW(P(I),SO(I),SW(I)))
    1 X1=X1+DX
      DO 2 I=2,N1
      WO1(I)=(WO1(I)+WO1(I+1))/2.
    2 WW1(I)=(WW1(I)+WW1(I+1))/2.
      DO 3 I=2,N1
      WO1(I)=-WO1(I)*((P(I)-P(I-1))/DX+
     *(GAMO(P(I),SO(I),SW(I))+
     *GAMO(P(I-1),SO(I-1),SW(I-1)))*COSA/2.)
    3 WW1(I)=-WW1(I)*((P(I)-P(I-1))/DX+
     *(GAMW(P(I),SO(I),SW(I))+
     *GAMW(P(I-1),SO(I-1),SW(I-1)))*COSA/2.)
      WMAX=0.
      DO 33 I=2,N1
      WABS=ABS(WO1(I))
      IF(WABS.GT.WMAX) WMAX=WABS
      WABS=ABS(WW1(I))
      IF(WABS.GT.WMAX) WMAX=WABS
   33 CONTINUE
      TN=T
      T=T+DT
      D1=DT/DX
    5 DO11I=2,N1
      IF(WO1(I))6,7,7
    6 WO1(I)=WO1(I)*FO(SO(I),SW(I))
      GO TO 8
    7 WO1(I)=WO1(I)*FO(SO(I-1),SW(I-1))
    8 IF(WW1(I))9,10,10
    9 WW1(I)=WW1(I)*FW(SO(I),SW(I))
      GO TO 11
   10 WW1(I)=WW1(I)*FW(SO(I-1),SW(I-1))
   11 CONTINUE
      CO(1)=CO(1)-
     *(WO1(2)-WSTO1(TN))*2.*D1/A(0.)
      CW(1)=CW(1)-
     *(WW1(2)-WSTW1(TN))*2.*D1/A(0.)
      X1=DX
      DO 12 I=2,N
      CO(I)=CO(I)-
     *(WO1(I+1)-WO1(I))*D1/A(X1)
      CW(I)=CW(I)-
     *(WW1(I+1)-WW1(I))*D1/A(X1)
   12 X1=X1+DX
      CO(N1)=CO(N1)-
     *(WSTO2(TN)-WO1(N1))*2.*D1/A(X1)
      CW(N1)=CW(N1)-
     *(WSTW2(TN)-WW1(N1))*2.*D1/A(X1)
      DO 65 J=1,10
      I=IPRД(J)
```

```
509         IF(KРЕЖ(J).EQ.0) GO TO 65
510         IF(KРЕЖ(J).EQ.1) GO TO 66
511         SOI=SO(I)
512         SWI=SW(I)
513         GO TO 67
514      66 SOI=SOCKB(J)
515         SWI=SWCKB(J)
516      67 X1=(I-1)*DX
517         KX1=KX(X1)
518         CALL WELL(KX1,P(I),SOI,SWI,
519        *PCKB(J),RCKB(J),RKOH(J),ЧCKB(J),Q,QO,QW,QG
                                  ,QDER)
520         CO(I)=CO(I)+QO*D1/A(X1)
521         CW(I)=CW(I)+QW*D1/A(X1)
522      65 CONTINUE
523         RETURN
524         END
525         SUBROUTINE PRESS3
526         INTEGER VARO,VARL
527         REAL KX,M,MUO,MUW,MUG,KX1
528         DIMENSION P(501),SO(501),SW(501)
529         DIMENSION CO(502) ,CW(502)
530         DIMENSION ФP(501)
531         DIMENSION AP(501),BP(501),CP(501),FP(501)
532         DIMENSION IРЯД(10),KРЕЖ(10),SOCKB(10),SWCK
                                  B(10),
533        *PCKB(10),RCKB(10),RKOH(10),ЧCKB(10)
534         COMMON/БЛОК1/P,SO,SW
535         COMMON/БЛОК2/CO,CW
536         COMMON/БЛОК3/ITER,OMEGA
537         COMMON/БЛОК4/VARO,VARL,SO1,SW1,SO0,SW0,PC
538         COMMON/БЛОК5/ALPHA,N,DX,DTПЕЧ
539         COMMON/БЛОК6/COSA,WMAX,DT,T,TПЕЧ
540         COMMON/БЛОК8/IРЯД,KРЕЖ,SOCKB,SWCKB,RCKB,RC
                                  KB,RKOH,ЧCKB
541         COMMON/БЛОК10/QDERO,QDERW,QDERG
542         N1=N+1
543         D2=DX*DX/DT
544         X1=0.
545         DO 1 I=1,N1
546         ФP(I)=D2*Ф3(X1,P(I),SO(I),SW(I))
547       1 X1=X1+DX
548         DO 14 K=1,ITER
549         X1=0.
550         Z1=0.
551         Y1=0.
552         DO 51 I=1,N
553         FG=(GAMG(P(I),SO(I),SW(I))+GAMG(P(I+1),SO(
                                  I+1),SW(I+1)))*COSA/2.
554         IF(FG+(P(I+1)-P(I))/DX)21,21,22
555      21 DFG=FG(SO(I),SW(I))
556         GO TO 23
```

```
      22 DFG=FG(SO(I+1),SW(I+1))
      23 Z2=DFG*(A(X1)*KX(X1)/
     *(BG(P(I),SO(I),SW(I))*MUG(P(I),SO(I),SW(I)
     *))+A(X1+DX)*KX(X1+DX)/
     *(BG(P(I+1),SO(I+1),SW(I+1))*MUG(P(I+1),SO(
     *I+1),SW(I+1))))/2.
       Y2=Z2*FG
       AP(I)=Z1
       BP(I)=Z2
       Z1=Z2
       FP(I)=Y2-Y1
       Y1=Y2
       X1=X1+DX
   51 CONTINUE
       AP(N1)=Z1
       BP(N1)=0.
       FP(N1)=Y1
       DO 52 I=1,N
   52 CP(I+1)=(RO(P(I),SO(I),SW(I))+RO(P(I+1),SO
     *(I+1),SW(I+1)))/2.
       CP(I)=0.
       X1=0.
       Z1=0.
       Y1=0.
       DO 53 I=1,N
       FO=(GAMO(P(I),SO(I),SW(I))+GAMO(P(I+1),SO(
     *I+1),SW(I+1)))*COSA/2.
       IF(FO+(P(I+1)-P(I))/DX)24,24,25
   24 DFO=FO(SO(I),SW(I))
       GO TO 26
   25 DFO=FO(SO(I+1),SW(I+1))
   26 Z2=DFO
     **(A(X1)*KX(X1)/(BO(P(I),SO(I),SW(I))*MUO(P
     *(I),SO(I),SW(I)))+
     *A(X1+DX)*KX(X1+DX)/
     *(BO(P(I+1),SO(I+1),SW(I+1))*MUO(P(I+1),SO(
     *I+1),SW(I+1))))/2.
       Y2=Z2*FO
       HO=BO(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I
     *))-
     *RO(P(I),SO(I),SW(I))
       AP(I)=AP(I)+Z1*(HO+CP(I))
       BP(I)=BP(I)+Z2*(HO+CP(I+1))
       Z1=Z2
       FP(I)=FP(I)+Y2*(HO+CP(I+1))-Y1*(HO+CP(I))
       Y1=Y2
       X1=X1+DX
   53 CONTINUE
       HO=BO(P(N1),SO(N1),SW(N1))/BG(P(N1),SO(N1)
     *,SW(N1))-
     *RO(P(N1),SO(N1),SW(N1))
       AP(N1)=AP(N1)+Z1*(HO+CP(N1))
```

```
601         BP(N1)=0.
602         FP(N1)=FP(N1)+V1*(HO+CP(N1))
603         DO 54 I=1,N
604      54 CP(I+1)=(RW(P(I),SO(I),SW(I))+RW(P(I+1),SO
                              (I+1),SW(I+1)))/2.
605         CP(1)=0.
606         X1=0.
607         Z1=0.
608         V1=0.
609         DO 55 I=1,N
610         FW=(GAMW(P(I),SO(I),SW(I))+GAMW(P(I+1),SO(
                               I+1),SW(I+1)))*COSA/2.
611         IF(FW+(P(I+1)-P(I))/DX)27,27,28
612      27 DFW=FW(SO(I),SW(I))
613         GO TO 29
614      28 DFW=FW(SO(I+1),SW(I+1))
615      29 Z2=DFW
616           **(A(X1)*KX(X1)/
617           *(BW(P(I),SO(I),SW(I))*MUW(P(I),SO(I),SW(I)
                               ))+
618           *A(X1+DX)*KX(X1+DX)/
619           *(BW(P(I+1),SO(I+1),SW(I+1))*MUW(P(I+1),SO(
                               I+1),SW(I+1))))/2.
620         V2=Z2*FW
621         HW=BW(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I
                               ))-
622        *RW(P(I),SO(I),SW(I))
623         AP(I)=AP(I)+Z1*(HW+CP(I))
624         BP(I)=BP(I)+Z2*(HW+CP(I+1))
625         Z1=Z2
626         FP(I)=FP(I)+V2*(HW+CP(I+1))-V1*(HW+CP(I))
627         V1=V2
628         X1=X1+DX
629      55 CONTINUE
630         HW=BW(P(N1),SO(N1),SW(N1))/BG(P(N1),SO(N1)
                               ,SW(N1))-
631        *RW(P(N1),SO(N1),SW(N1))
632         AP(N1)=AP(N1)+Z1*(HW+CP(N1))
633         BP(N1)=0.
634         FP(N1)=FP(N1)+V1*(HW+CP(N1))
635         FP(1)=2.*(FP(1)+WSTG1(T)+
636        *(BO(P(1),SO(1),SW(1))/BG(P(1),SO(1),SW(1))
                               -
637        *RO(P(1),SO(1),SW(1)))*WSTO1(T)+
638        *(BW(P(1),SO(1),SW(1))/BG(P(1),SO(1),SW(1))
                               -
639        *RW(P(1),SO(1),SW(1)))*WSTW1(T))
640         FP(N1)=-2.*(FP(N1)+WSTG2(T)+
641        *(BO(P(N1),SO(N1),SW(N1))/BG(P(N1),SO(N1),S
                               W(N1))-
642        *RO(P(N1),SO(N1),SW(N1)))*WSTO2(T)+
643        *(BW(P(N1),SO(N1),SW(N1))/BG(P(N1),SO(N1),S
                               W(N1))-
```

```
     *RW(P(N1),SO(N1),SW(N1)))*WSTW2(T)
644    X1=0.
645    DO 6 I=1,N1
646    CP(I)=AP(I)+BP(I)+
647   *A(X1)*D2*(DER(P(I),SO(I),SW(I))+
648   *CO(I)*DERO(P(I),SO(I),SW(I))+
649   *CW(I)*DERW(P(I),SO(I),SW(I)))
650    FP(I)=DX*FP(I)+FP(I)+A(X1)*D2*
651   *(DER1(P(I),SO(I),SW(I))+
652   *CO(I)*DERO1(P(I),SO(I),SW(I))+
653   *CW(I)*DERW1(P(I),SO(I),SW(I)))
654  6 X1=X1+DX
655    DO 65 J=1,10
656    I=IРЯД(J)
657    IF(KPEЖ(J).EQ.0) GO TO 65
658    IF(KPEЖ(J).EQ.1) GO TO 66
659    SOI=SO(I)
660    SWI=SW(I)
661    GO TO 67
662   66 SOI=SOCKB(J)
663    SWI=SWCKB(J)
664   67 X1=(I-1)*DX
665    KX1=KX(X1)
666    CALL WELL(KX1,P(I),SOI,SWI,
667   *PCKB(J),RCKB(J),RKOH(J),QCKB(J),Q,QO,QW,QG
668                              ,QDER)
     HO=BO(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I
669                              ))-
     *RO(P(I),SO(I),SW(I))
670    HW=BW(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I
671                              ))-
     *RW(P(I),SO(I),SW(I))
672    FP(I)=FP(I)+DX*((QG-P(I)*QDERG)+
673   *(QO-P(I)*QDERO)*HO+(QW-P(I)*QDERW)*HW)
674    CP(I)=CP(I)-DX*(QDERG+QDERO*HO+QDERW*HW)
675   65 CONTINUE
676    CP(1)=(CP(1)+AP(1)+BP(1))/2.
677    CP(N1)=(CP(N1)+AP(N1)+BP(N1))/2.
678    FP(1)=FP(1)/2.
679    FP(N1)=FP(N1)/2.
680    IF(VARO.EQ.1)GO TO 7
681    B1=BP(1)/CP(1)
682    B2=FP(1)/CP(1)
683    GO TO 8
684   7 B1=0.
685    B2=P1(T)
686   8 IF(VARL.EQ.1)GO TO 9
687    B3=AP(N1)/CP(N1)
688    B4=FP(N1)/CP(N1)
689    GO TO 10
690   9 B3=0.
691    B4=P2(T)
692   10 CALL RUN (AP,BP,CP,FP,P,N1,B1,B2,B3,B4)
693   14 CONTINUE
694
```

```
695         RETURN
696         END
697         SUBROUTINE WELL(KX1,P,SO,SW,PCKB,RCKB,RKOH
                           ,HCKB,Q,QO,QW,QG,QDER)
698         REAL MUG,MUO,MUW,KX1
699         COMMON/БЛОК7/REPS,AEPS,HПЛАСТ
700         COMMON/БЛОК9/SOF,SWF
701         COMMON/БЛОК10/QDERO,QDERW,QDERG
702         EXTERNAL FINT
703         SOF=SO
704         SWF=SW
705         HINT=ABS(PCKB-P)/10.
706         IF(P-PCKB)1,1,2
707       1 CALL SIMPS(P,PCKB,HINT,REPS,AEPS,FINT,X,AI
                           NT,AINT1,AINT2)
708         GO TO 3
709       2 CALL SIMPS(PCKB,P,HINT,REPS,AEPS,FINT,X,AI
                           NT,AINT1,AINT2)
710         AINT=-AINT
711       3 Q=(6,28318530*HCKB*KX1*HПЛАСТ/ALOG(RKOH/RC
                           KB))*AINT
712         FIO=(FO(SOF,SWF)/(MUO(P,SOF,SWF)*BO(P,SOF,
                           SWF)))/FINT(P)
713         FIW=(FW(SOF,SWF)/(MUW(P,SOF,SWF)*BW(P,SOF,
                           SWF)))/FINT(P)
714         FIG=1.-FIO-FIW
715         QO=Q*FIO
716         QW=Q*FIW
717         QG=Q*FIG
718         QDER=-(6.28318530*HCKB*KX1*HПЛАСТ/ALOG(RKO
                           H/RCKB))*FINT(P)
719         QDERO=QDER*FIO
720         QDERW=QDER*FIW
721         QDERG=QDER*FIG
722         RETURN
723         END
724         SUBROUTINE RUN(A,B,C,F,V,N,KAPA1,NU1,KAPA2
                           ,NU2)
725         DIMENSION A(1),B(1),C(1),F(1)
726         DIMENSION ALPHA(501),BETA(501),V(1)
727         REAL KAPA1,NU1,KAPA2,NU2
728         A(N)=KAPA2
729         B(N)=0.
730         C(N)=1.
731         F(N)=NU2
732         ALPHA(1)=KAPA1
733         BETA(1)=NU1
734         DO 1 I=2,N
735         ALPHA(I)=B(I)/(C(I)-ALPHA(I-1)*A(I))
736       1 BETA(I)=(A(I)*BETA(I-1)+F(I))/(C(I)-ALPHA(
                           I-1)*A(I))
737         V(N)=BETA(N)
```

```
738         DO 2 I=2,N
739         J=N-I+2
740       2 V(J-1)=ALPHA(J-1)*V(J)+BETA(J-1)
741         RETURN
742         END
743         SUBROUTINE PSINIT(X,P,SO,SW)
744         IF(X-7.5E4)1,2,2
745       1 SO=0.
746         SW=0.
747         GO TO 5
748       2 IF(X-3.3E5)3,3,4
749       3 SO=0.7
750         SW=0.2
751         GO TO 5
752       4 SO=0.
753         SW=1.
754       5 P=175.
755         RETURN
756         END
757         FUNCTION FINT(P)
758         REAL MUG,MUO,MUW
759         COMMON/БЛОК9/SOF,SWF
760         FINT=FG(SOF,SWF)/(MUG(P,SOF,SWF)*BG(P,SOF,
                                SWF))+
761          *(1.+RO(P,SOF,SWF))*FO(SOF,SWF)/(MUO(P,SOF,
                                SWF)*
762          *BO(P,SOF,SWF))+(1.+RW(P,SOF,SWF))*FW(SOF,S
763                                WF)/
764          *(MUW(P,SOF,SWF)*BW(P,SOF,SWF))
765          RETURN
766          END
767          FUNCTION Φ1(X,P,SO,SW)
768          REAL KX,MUO,MUW,MUG
769          Φ1=A(X)*KX(X)*(FG(SO,SW)/(BG(P,SO,SW)*
770         *MUG(P,SO,SW))+(1.+RW(P,SO,SW))*FW(SO,SW)/
                *(BW(P,SO,SW)*MUW(P,SO,SW))+(1.+RO(P,SO,SW)
771                                )*
772         *FO(SO,SW)/(BO(P,SO,SW)*MUO(P,SO,SW)))
773          RETURN
774          END
775          FUNCTION Φ2(X,P,SO,SW)
776          REAL KX,MUO,MUW,MUG
777          COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,TПЕЧ
778          Φ2=A(X)*KX(X)*COSA*(GAMG(P,SO,SW)*FG(SO,SW
                                )/
779          *(BG(P,SO,SW)*MUG(P,SO,SW))+(1.+RW(P,SO,SW)
780                                )*
781         *GAMW(P,SO,SW)*FW(SO,SW)/(BW(P,SO,SW)*
782         *MUW(P,SO,SW))+(1.+RO(P,SO,SW))*GAMO(P,SO,S
783                                W)*FO(SO,SW)/
784          *(BO(P,SO,SW)*MUO(P,SO,SW)))
785          RETURN
             END
```

```
784         FUNCTION Φ3(X,P,SO,SW)
785         REAL M
786         Φ3=M(P)*A(X)*(1./BG(P,SO,SW)+
787        *5W*(1.+RW(P,SO,SW)-BW(P,SO,SW)/BG(P,SO,SW)
                              )
788        */BW(P,SO,SW)*SO*(1.+RO(P,SO,SW)-BO(P,SO,SW
789        */BG(P,SO,SW))/BO(P,SO,SW);
790         RETURN
791         END
792         FUNCTION A(X)
793         A=6.5E7
794         RETURN
795         END
796         FUNCTION BO(P,SO,SW)
797         BO=1.08+0.0019*P
798         RETURN
799         END
800         FUNCTION BG(P,SO,SW)
801         BG=1./P
802         RETURN
803         END
804         FUNCTION BW(P,SO,SW)
805         BW=1.
806         RETURN
807         END
808         FUNCTION DER(P,SO,SW)
809         DER=0.15
810         RETURN
811         END
812         FUNCTION DERO(P,SO,SW)
813         DERO=-0.33-0.0038*P
814         RETURN
815         END
816         FUNCTION DERW(P,SO,SW)
817         DERW=-1.
818         RETURN
819         END
820         FUNCTION DER1(P,SO,SW)
821         DER1=0.
822         RETURN
823         END
824         FUNCTION DERO1(P,SO,SW)
825         DERO1=-12.3-0.0019*P**2
826         RETURN
827         END
828         FUNCTION DERW1(P,SO,SW)
829         DERW1=-1.
830         RETURN
831         END
832         FUNCTION GAMG(P,SO,SW)
833         GAMG=1.29E-6/BG(P,SO,SW)
834         RETURN
```

```
      END
      FUNCTION GAMO(P,SO,SW)
      GAMO=(0.743E-3+1.29E-6*RO(P,SO,SW))/BO(P,S
                          O,SW)
      RETURN
      END
      FUNCTION GAMW(P,SO,SW)
      GAMW=(0.001+1.29E-6*RW(P,SO,SW))/BW(P,SO,S
                          W)
      RETURN
      END
      REAL FUNCTION KX(X)
C (АБСОЛЮТНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ,УМНОЖЕННАЯ НА СЭКСПЛ

      KX=0.05
      RETURN
      END
      REAL FUNCTION M(P)
      M=0.15
      RETURN
      END
      REAL FUNCTION MUW(P,SO,SW)
      MUW=0.5
      RETURN
      END
      REAL FUNCTION MUO(P,SO,SW)
      MUO=0.681-0.00116*P
      RETURN
      END
      REAL FUNCTION MUG(P,SO,SW)
      MUG=0.03
      RETURN
      END
      FUNCTION P1(T)
      P1=200.
      RETURN
      END
      FUNCTION P2(T)
      P2=90.
      RETURN
      END
      FUNCTION RO(P,SO,SW)
      RO=11.3+0.75*P
      RETURN
      END
      FUNCTION RW(P,SO,SW)
      RW=0.
      RETURN
      END
      FUNCTION WST1(T)
      WST1=0.
      RETURN
      END
```

```
885         FUNCTION WSTW1(T)
886         WSTW1=0.
887         RETURN
888         END
889         FUNCTION WSTO1(T)
890         WSTO1=0.
891         RETURN
892         END
893         FUNCTION WSTG1(T)
894         WSTG1=0.
895         RETURN
896         END
897         FUNCTION WST2(T)
898         WST2=0.
899         RETURN
900         END
901         FUNCTION WSTO2(T)
902         WSTO2=0.
903         RETURN
904         END
905         FUNCTION WSTW2(T)
906         WSTW2=0.
907         RETURN
908         END
909         FUNCTION WSTG2(T)
910         WSTG2=0.
911         RETURN
912         END
913         FUNCTION FO(SO,SW)
914         DATA(SIGBN=0.2),(SIGRN=0.1),(SIGBM=0.75),(
                              SIGHO=0.15),(C=8.5)
915         SO1=SO
916         SW1=SW
917         SWKP=SIGBM-0.01
918         IF(SW-SIGBN)11,15,12
919      11 SW=SIGBN+GO TO 15
920      12 IF(SW-SWKP)15,15,13
921      13 SW=SWKP+GO TO 15
922      15 IF(1-SW-SO)16,3,17
923      16 SO=1-SW+GO TO 3
924      17 SGKP=SIGBM+SIGRN-SW
925         IF(1-SW-SO-SGKP)3,3,18
926      18 SO=1-SW-SGKP
927         A=2*ERF((0.675+C*(SW-SIGBN))/SQRT(2))-1
928         SIGG=(1-SW-SO-SIGRN)*(SIGBM-SIGBN)/(SIGBM-
                              SW)+SIGRN
929       4 IF(SIGG-0)5,5,6
930       5 RPO=((1-SIGHO-SIGBN)/(1-SIGHO))**2.8*(1+2.
                              4*SIGBN)+GO TO 9
931       6 IF((SIGG+SIGBN)-(1-SIGHO))7,7,8
932       7 RPO=((1-SIGHO-SIGG-SIGBN)/(1-SIGHO))**2.8*
                              (1+(2.4+16.5*SIGG)
933        **SIGBN)
```

```
      GO TO 9
    8 RPO=0
    9 FO=RPO*(1-A)
      SO=SO1
      SW=SW1
   10 RETURN
      END
      FUNCTION FW(SO,SW)
      DATA(SIGBN=0.2),(SIGRN=0.1),(SIGBM=0.75),(
                          SIGHO=0.15),(C=8.5)
      IF(SW-SIGBN)2,2,3
    2 A=0$GO TO 4
    3 A=2*ERF((0.675+C*(SW-SIGBN))/SQRT(2))-1
    4 FW=((SIGBM-SIGBN)/(1-SIGBN))**3.5*A
      RETURN
      END
      FUNCTION FG(SO,SW)
      DATA(SIGBN=0.2),(SIGRN=0.1),(SIGBM=0.75),(
                          SIGHO=0.15),(C=8.5)
      SO1=SO
      SW1=SW
      SWKP=SIGBM-0.01
      IF(SW-SIGBN)11,15,12
   11 SW=SIGBN$GO TO 15
   12 IF(SW-SWKP)15,15,13
   13 SW=SWKP$GO TO 15
   15 IF(1-SW-SO)16,3,17
   16 SO=1-SW$GO TO 3
   17 SGKP=SIGBM+SIGRN-SW
      IF(1-SW-SO-SGKP)3,3,18
   18 SO=1-SW-SGKP
    3 A=2*ERF((0.675+C*(SW-SIGBN))/SQRT(2))-1
      SIGG=(1-SW-SO-SIGRN)*(SIGBM-SIGBN)/(SIGBM-
                          SW)+SIGRN
    4 IF(SIGG-SIGRN)5,5,6
    5 RPG=0$GO TO 9
    6 IF(SIGG-1+SIGBN)7,7,8
    7 RPG=((SIGG-SIGRN)/(1-SIGRN))**3.5*(1+3*(1-
                          SIGG))
      GO TO 9
    8 RPG=((1-SIGBN-SIGRN)/(1-SIGRN))**3.5*(1+3*
                          SIGBN)
    9 FG=RPG*(1-A)
      SO=SO1
      SW=SW1
   10 RETURN
      END
```

# П Р И Л О Ж Е Н И Е  4

## Программа расчета технологических показателей объета разработки (SUMMA)

# И Н С Т Р У К Ц И Я

## к программе расчета технологических показателей объекта разработки ( SUMMA)

Программа состоит из 2-х сегментов. Основной сегмент (SUMMA) осуществляет считывание с ленты технологических показателей по элементам разработки, суммирование этих показателей для объекта разработки в целом и выдачу их на печать в виде 2-х таблиц.

Во втором сегменте (СТРОКА) формируются форматы для печати таблиц в сегменте SUMMA.

Информация по каждому элементу разработки записывается в программе GØWROW на ленту с логическим номером I (т.е. математическим номером 4I) с помощью операторов прямого доступа независимо от информации по другим элементам. При этом каждому элементу присваивается номер (I, 2 и т.д.).

В начале работы программы SUMMA распечатывается каталог ленты-список тех элементов, технологические показатели по которым рассчитаны в программе GØWRØW.

Затем вводятся исходные данные в той последовательности, в которой они записаны в таблице.

| №№ пп | Идентификатор | Формат | Примечание |
|---|---|---|---|
| I | 2 | 3 | 4 |
| I | IП3 | 3А6 | Название месторождения (не более I8 символов) |
| 2 | IП4 | 3А6 | Название площади (не более I8 символов) |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 3 | IN5 | 2A6 | Название объекта разработки (не более I2 символов) |
| 4 | IN6 | A6 | Код варианта (не более 6 символов) |
| 5 | N лет | I4 | Количество лет, на которое производится расчет |
| 6 | N элем | I4 | Количество элементов |
| 7 | Г ВОДЫ | EI2.5 | Удельный вес воды т/м$^3$ |
| 8 | Г НЕФТИ | EI2.5 | Удельный вес нефти, т/м$^3$ |
| 9 | V ЗАП | EI2.5 | Запасы нефти по объекту, млн.т. |
| I0 | N ГОДН | I4 | Первый год, на который производится выдача |
| II | ВВОД | 7EI0.3 | Матрица ввода элементов (по строкам) |
| I2 | ВВОДЭ | 7EI0.3 | Вектор ввода эксплуатационных скважин по годам (длиной N лет) |
| I3 | ВВОДН | EEI0.3 | Вектор ввода нагнетательных скважин (по годам (длиной N лет) |

Программа предназначена для расчета объекта, состоящего не более чем из 20 элементов на срок не более I00 лет, однако это ограничение определяется лишь описанием массивов Y, ВВОД, ВВОДЭ и ВВОДН в операторе DIMENSION.

## Некоторые характеристики программы и формирование колоды перфокарт

Программа занимает 2 зоны МЛ, требует для своей работы заказа ≈ 40 трактов МБ.

Время счета не более I-2-х минут (время центрального процессора).

Сегмент SUMMA написан на языке FØRTRAN а сегмент СТРОКА на языке ALGØL-ГДР. Программа, формирующая нужные форматы печати на языке ALGØL, более проста, чем аналогичная программа на языке FØRTRAN.

При работе программы используются стандартные программы прямого доступа, которые расположены на 3-ей МЛ ОБСП.

Пакет перфокарт для счета

ШИФР ...
Лента ␣ 4I (XX-3П)
ТРАК ␣ 40
АЦПУ ␣ XX
Конец паспорта
* NAME␣ ...
* ASSIGN ␣ LIBRAFY␣3
* READ ␣ TAPE ␣␣41XXX
* EXECUTE
/ числовой материал /
* END␣ FILE
D.K.
E КОНЕЦ

```
*LL
 1  *ALGOL
 2  'PROCEDURE'CTPOKA(T,NT,IN);
 3  'VALUE'NT;'INTEGER'NT;'INTEGER''ARRAY'IN;
 4  'ARRAY'T;
 5  'BEGIN''STRING'S;'INTEGER'I,K;
 6  'STRING''PROCEDURE'F(X,I);'VALUE'X,I;'REAL'X;'IN
                                TEGER'I;
 7  'BEGIN''STRING'S;
 8  'IF'I=3'THEN'
 9  S:='IF'X'GT'9,9'THEN'''F3,0'''ELSE'''F 1'''FLSE
                                '
10  'IF'I=4'THEN'S:='IF'X'GT'99,9'THEN'''F4,0'''ELSE
                                ''IF'
11  X'GT'9,99'THEN'''F4,1'''ELSE'''F4,2'''ELSE''IF'I
                                =5'THEN'
12  S:='IF'X'GT'999,9'THEN'''F3,0'''ELSE''IF'X'GT'99
                                ,9'THEN'''F3,1''
13  'ELSE''IF'X'GT'9,99'THEN'''F5,2'''ELSE'''F5,3''
14  'ELSE'S:='IF'X'GT'9999,9'THEN'''F6,0'''ELSE''IF'
                                X'GT'999,9
15  'THEN'''F6,1'''ELSE''IF'X'GT'99,9'THEN'''F6,2'''
                                ELSE'
16  'IF'X'GT'9,99'THEN'''F6,3'''ELSE'''F6,4'';
17  F:=S+'',1H|'''END'F;
18  'IF'NT=1'THEN''BEGIN''INTEGER''ARRAY'I1(3:22);
19  S:=''(2H |F3,0,1H|F4,0,1H|'';
20  K:=32;
21  'FOR'I:=3,4,6,8,11,12,13,16,17,19,20,22'DO'
22  I1[I]:=5;
23  'FOR'I:=5,7,18,21'DO'
24  I1[I]:=4;
25  'FOR'I:=9,10,14'DO'
26  I1[I]:=6;
27  I1[15]:=3;
28  'FOR'I:=3'STEP'1'UNTIL'22'DO'
29  S:=S+F(T[I],I1[I])'END'
30  'ELSE''BEGIN''INTEGER''ARRAY'I1[3:19];
31  S:=''(2H |I4,1H|I5,1H|'';K:=27;
32  'FOR'I:=3,4,5,6,7,8,10,13,15,16,17'DO'
33  I1[I]:=5;
34  'FOR'I:=9,11,12,14'DO'
35  I1[I]:=6;
36  I1[18]:=4;
37  I1[19]:=3;
38  'FOR'I:=3'STEP'1'UNTIL'19'DO'
39  S:=S+F(T[I],I1[I])'END';
40  S:=S+'')'';
41  STOA(IN[1],IN[K],S)'END'CTPOKA
42  'EOP'
43  *FORTRAN
44          PROGRAM SUMMA
45          EXTERNAL CTPOKA
```

```
46        DIMENSION ЭЛЕМ(2100),У(21,100),ВВОД(20,100
                                 ),
47       *ID(20),T1(22),T2(19),ВВОДЭ(100),ВВОДН(100)
                                 ,ИП1(32),ИП2(27)
48       *,ИП3(3),ИП4(3),ИП5(2)
49        CALL FCOLD(1)
50        CALL FCATAL(1)
51        READ9,ИП3,ИП4,ИП5,ИП6
52        READ 10,NЛЕТ,NЭЛЕМ,ГВОДЫ,ГНЕФТИ,УЗАП,УГОДН
53       *,((ВВОД(J,K),K=1,NЛЕТ),J=1,NЭЛЕМ)
54        READ7,(ВВОДЭ(K),K=1,NЛЕТ)
55        READ7,(ВВОДН(K),K=1,NЛЕТ)
56        PRINT 11,NЛЕТ,NЭЛЕМ,ГВОДЫ,ГНЕФТИ,УЗАП,УГОД
                                 Н
57          PRINT 12
58          DO 16 J=1,NЭЛЕМ
59       16 PRINT 15,(ВВОД(J,K),K=1,NЛЕТ)
60          PRINT 13
61          PRINT 15,(ВВОДЭ(K),K=1,NЛЕТ)
62          PRINT 14
63          PRINT 15,(ВВОДН(K),K=1,NЛЕТ)
64 C        СЧИТ. С ЛЕНТЫ И ФОРМИРОВАНИЕ МАТРИЦЫ У
65          DO 20I=1,21
66          DO20IT=1,NЛЕТ
67       20 У(I,IT)=0
68          DO21J=1,NЭЛЕМ
69          CALL MAKNAM('ЭЛЕ',J,ID(J))
70          CALL FREAD(1,ID(J),ЭЛЕМ)
71          DO211=1,21$DO21IT=1,NЛЕТ
72          DO21K=1,IT$R=ВВОД(J,K)
73       21 У(I,IT)=У(I,IT)+ЭЛЕМ(21*(IT-K)+I)*R
74          DO40I=1,21$DO40IT=1,NЛЕТ
75          IF(У(I,IT).LT.0)У(I,IT)=-У(I,IT)
76       40 CONTINUE
77          DO41I=1,NЛЕТ
78          IF(I.EQ.1)GOTO 41
79          ВВОДЭ(I)=ВВОДЭ(I)+ВВОДЭ(I-1)
80          ВВОДН(I)=ВВОДН(I)+ВВОДН(I-1)
81       41 CONTINUE
82 C МАТРИЦА У ПОСТРОЕНА,ПЕРЕХОДИМ К ТАБЛИЦЕ 1
83       53 CONTINUE
84          LП1=1
85       50 IF(LП1.GT.NЛЕТ)GOTO51
86          LП2=LП1+19
87          IF(LП2.GT.NЛЕТ)LП2=NЛЕТ
88          PRINT24
89          PRINT5
90            PRINT6,ИП3,ИП4,ИП5,ИП6
91          PRINT31
92          PRINT1
93          PRINT31$PRINT3
94          R3=0.
95          R4=0.
```

```
96          R5=0.
97          R6=0.
98          R8=0.
99          R10=0.
100         DO30I=LП1,LП2
101         T1(1)=I
102          T1(2)=NГОДН+I-1
103         IF(I.EQ.1)GO TO 100
104         R3=У(3,I-1)
105         R4=У(4,I-1)
106         R5=У(5,I-1)
107         R6=У(6,I-1)
108         R8=У(8,I-1)
109         R10=У(10,I-1)
110   100   CONTINUE
111         T1(3)=ABS(У(3,I)-R3)*1E-6
112         T1(5)=(ABS(У(6,I)-R6)-ABS(У(3,I)-R3)/ГНЕ*Т
                                И)*ГВОДЫ*1E-6
113         T1(4)=T1(5)+T1(3)
114         T1(6)=ABS(У(5,I)-R5)*1E-9
115         T1(7)=ABS(У(8,I)-R8)*1E-6
116         T1(8)=ABS(У(10,I)-R10)*1E-9
117         T1(9)=У(3,I)*1E-6
118         T1(10)=ABS((У(6,I)-У(3,I)/ГНЕ*ТИ)*ГВОДЫ+У(
                                3,I))*1E-6
119         T1(11)=У(4,I)*ГВОДЫ*1E-6
120         T1(12)=У(5,I)*1E-9
121         T1(13)=У(8,I)*1E-6
122         T1(14)=У(10,I)*1E-9
123         T1(15)=T1(5)/T1(4)*100
124         T1(16)=T1(6)/T1(3)*1E3
125         T1(17)=ВВОДЗ(I)
126         T1(18)=У(11,I)
127         T1(19)=ВВОДН(I)
128         T1(20)=(T1(3)/(T1(18)*У(13,I)))/365*1E6
129         T1(21)=(T1(4)/(T1(18)*У(13,I)))/365*1E6
130         T1(22)=ABS(У(8,I)-R8)/T1(19)/365
131   C   СТРОКА ЧИСЕЛ ОФОРМИРОВАНА,НАПЕЧАТАЕМ ЕЕ.
132         CALL ALPROC(СТРОКА,'ARRAY1',T1,22,'CONST',
                                1,'ARRAY1',IП1,32,3)
133         PRINT IП1,T1
134         PRINT3
135      30 CONTINUE
136         PRINT31
137         PRINT31
138         LП1=LП1-200GOTO 50
139      51 LП1=1
140      52 IF(LП1.GT.NЛЕТ)GOTO53
141         LП2=LП1+19
142         IF(LП2.GT.NЛЕТ)LП2=NЛЕТ
143         PRINT24
144         PRINT6
145          PRINT8,IП3,IП4,IП5,IП6
```

```
      PRINT33
       PRINT2ØPRINT33ØPRINT4
C  ПЕРЕХОДИМ К ТАБЛИЦЕ 2.
      R3=0.
      R6=0.
      R12=0.
      R14=0.
      R15=0.
      R17=0.
      DO32I=LП1,LП2
      T2(1)=I
      T2(2)=NГОДН+I-1
      IF(I.EQ.1)GO TO 110
      R3=У(3,I-1)
      R6=У(6,I-1)
      R12=У(12,I-1)
      R14=У(14,I-1)
      R15=У(15,I-1)
      R17=У(17,I-1)
  110 CONTINUE
      T2(3)=ABS(У(6,I)-R6)*1E-6
      T2(4)=ABS(У(12,I)-R12)*1E-6
      T2(5)=ABS(У(14,I)-R14)*1E-6
      T2(7)=(ABS(У(15,I)-R15)-ABS(У(14,I)-R14)/Г
                                 НЕФТИ)*ГВОДЫ*1E-6
      T2(6)=T2(7)+ABS(У(14,I)-R14)*1E-6
      T2(8)=ABS(У(17,I)-R17)*1E-9
      T2(9)=У(6,I)*1E-6
       2(10)=У(12,I)*1E-6
      T2(11)=У(14,I)*1E-6
      T2(13)=ABS(У(15,I)-У(14,I)/ГНЕФТИ)*ГВОДЫ*1
                                 E-6
      T2(12)=T2(13)+У(14,I)*1E-6
      T2(14)=У(17,I)*1E-9
      T2(15)=У(16,I)
      T2(16)=У(13,I)
      T2(17)=ABS(У(6,I)-R6)/(У(11,I)+T2(16))/365
      T2(18)=ABS(У(3,I)-R3)/V3AП*1E-4
      T2(18)=У(1,I)/V3AП*1E-4
      T2(19)=У(3,I)*1E-6/V3AП*1E2
      CALL ALPROC(CTPOKA,'ARRAY1',T2,19,'CONST',
                                 2,'ARRAY1',IП2,27,3)
      PRINT IП2,T2
      PRINT4
   32 CONTINUE
      PRINT 33
      PRINT33
      LП1=LП1+20
      GOTO 52
      CALL FCSTOP
    1 FORMAT(1H ,127(1H-)
     */
     *128H |    |     |                          |  3A
```

```
                        КАЧКА |
*          |   ЗАКАЧКА   | ОБ| ГАЗ.|   КОЛИЧЕС
                        ТВО   |  ДЕБИТ   |ЗАКАЧ|

*/
*128Н |    |     |   ДОБЫЧА  ГОДОВАЯ     |
                              |   ДОБЫЧА НАКОПЛ.
*ННАЯ     |                 |ВОД| ФАК |
                              |     1     | КА  |

*/
*128Н |    |     |                          |  ГО
                        ДОВАЯ |
*          | НАКОПЛЕННАЯ|НЕН| ТОР |     СКВАЖИ
                        Н     | СКВАЖИНЫ |1 СКВ|

*/
*128Н |    |     |-----------------------|----
                        ------|-----------------
*--------|-------------|---|-----|----------
                        ------|----------|-----|

*/
*128Н | NN|ГОДЫ|                    |МЛРД.|МЛН.
                        |МЛРД.|
*  |МЛРД.| МЛН.| МЛРД.|    |      |
                        |     |     Т     |КУБ.М|

*/
*128Н |П/П|     |      МЛН.Т       |  Н. |КУБ.
                        |  Н. |       МЛН.Т
*  |  Н. |     |  Н.  |    |      |  ЭКСПЛ.
                        |НАГН.|           |  В  |

*/
*128Н |    |     |                    |КУБ.М| М
                        |КУБ.М|
*  |КУБ.М|КУБ.М|КУБ.М |ВЕС|  Н. |
                        |     |  В СУТКИ |СУТКИ|

*/
*128Н |    |     |-----------------|-----|----
                        |-----|-----------------
*--|-----|-----|------| % |КУБ.М|----------
                        |-----|----------|-----|

*/
*128Н |    |     |     |     |     |     |
                        |     |     |     |
*  |     |     |     |   |НА Т |     |РАБО
                        |     | ПО  | ПО |     |

*/
*128Н |    |     |НЕФТИ|ЖИДК.|ВОДЫ| ГАЗА|ВОДЫ
                        | ГАЗА|НЕФТИ | ЖИДК.| ВО
*ДЫ| ГАЗА| ВОДЫ| ГАЗА |    |     |ВСЕГО|ТАЮЩ
                        |ВСЕГО|НЕФТИ|ЖИДК|ВОДЫ |

*/
*1Н I27(1Н-)/
*128Н | 1 |  2 |  3  |  4  |  5 |  6  |  7
                        |  8  |  9  |  10  |  1
```

```
227       *1  |   12  |   13  |   14   | 15|   16  |   17  | 18
                                        |   19  |   20  |  21  |   22  |
228       */
229       *1H ,127(1H-))
230     2 FORMAT(1H ,115(1H-)/
231       *116H |       |       |                ДОБЫЧА   ГОДОВАЯ
                                                  |              ДОБ
232       *ЫЧА   НАКОПЛЕННАЯ                      |              |
                                          | ОТБОР   |/
233       *116H |       |       |-------------------------
                                          ----------+ -------------
234       *                                 |КОЛИЧЕСТВО |
                                          | НЕФТИ   |/
235       *116H |       |       | МЛН.|
                                            |МЛРД.| МЛН. |
236       *                                   |МЛРД. |              |ДЕБ
                                          ИТ|   ОТ    |/
237       *116H |       |       |КУБ.М|              МЛН.Т
                                            |  Н.  |КУБ.М |
238       *     МЛН.Т                       |  Н.  |  СКВАЖИН  |  Н
                                          А | ЗАПАСОВ|/
239       *116H | NN | ГОДЫ|       |
                                            |КУБ.М|       |
240       *                                   | КУБ.М|              |1 С
                                          КВ|  Х %   |/
241       *116H |       |       |-----|-----------------
                                          ----|-----|------|-----|
242       *-------------------|-----|----------| ПО
                                          |--------|/
243       *116H |П/П |       |       |  ИЗ  | ИЗ МЕХАНИЗИР
                                          ОВ.  |  ИЗ  | ЖИДК.|  ИЗ  |
244       * ИЗ МЕХАНИЗИРОВАН.  |  ИЗ  |ЭКСП.|НАГН.|ЖИД
                                          К.|ГОДО| НА|/
245       *116H |       |       |ЖИДК.|НАГН.|      СКВАЖИН
                                            | ГАЗ.|ВСЕГО |НАГН.|
246       *       СКВАЖИН             | ГАЗ. |РАБОТ|ДАЮЩ |КУБ
                                          .М|ВОЙ |КОП|/
247       *116H |       |       |ВСЕГО| СКВ.|
                                            |ШАПКИ|       | СКВ.|
248       *                                   |ШДПКИ |МЕХА  | ИЕ  |  В
                                          |     |ЛЕН|/
249       *_16H |       |       |      |-----|-------------
                                          ----|-----|      |-----|
250       *-------------------|-----|НИЗИР|НЕФТЬ|СУТ
                                          КИ|     |НЫЙ|/
251       *116H |       |       |      |НЕФТИ|НЕФТИ|ЖИДК.|В
                                          ОДЫ |ГАЗА |       |НЕФТИ|
252       *НЕФТИ | ЖИДК.|ВОДЫ | ГАЗА |       |      |
                                            |     |   |/
253       *1H 115(1H-)/
254       *116H |  1  |  2  |  3  |  4  |  5  |  6  |
                                            7  |  8  |  9  |  10 |
255       *  11  |  12  |  13 |  14  |  15 |  16 |  1
                                          7 | 18 | 19|/
```

```
     *1H ,115(1H-))
    3 FORMAT(128H |    |     |     |     |     |
                        |     |     |     |
     *    |     |     |     |     |     |     |
                        |     |     |     |
     *|     |)
    4 FORMAT(116H |     |     |     |     |     |
                        |     |     |
     *|     |     |     |     |     |     |
                        |     |     |     |)
    5 FORMAT(1H 100X,11HТАБЛИЦА N 1/)
    6 FORMAT(1H 100X,11HТАБЛИЦА N 2/)
    7 FORMAT(7E10.3)
    8 FORMAT(1H 18X,'О С Н О В Н Ы Е   Т Е Х Н О
                     Л О Г И Ч Е С К И Е   П
     * О К А З А Т Е Л И   Р А З Р А Б О Т К И'/
                     /
     *' МЕСТОРОЖДЕНИЕ  '3A6,4X,
     *'ПЛОЩАДЬ  '3A6,4X,'ОБЬЕКТ РАЗРАБОТКИ ',2A6
                     ,4X,
     *'ВАРИАНТ ',A6)
    9 FORMAT(3A6/3A6/2A6/A6)
   10 FORMAT(I4/I4/E12.5/E12.5/E12.5/I14/(7E10.3
                     ))
   11 FORMAT(1H0,'ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ'//'КОЛИЧЕСТВО
                     ЛЕТ NЛЕТ='I4/
     *,'КОЛИЧЕСТВО ЭЛЕМЕНТОВ NЭЛЕМ='I3/'УДЕЛЬН.
                     ВЕС ВОДЫ ГВОДЫ='
     *F6.3,' Т/КУБ.М'/'УДЕЛЬН. ВЕС НЕФТИ='F6.3,'
                     Т/КУБ.М'/
     *'ЗАПАСЫ VЗАП='E10.3,' МЛН.Т'/'НАЧАЛЬНЫЙ ГО
                     Д NГОДН='I4)
   12 FORMAT(/'МАТРИЦА ВВОДА ЭЛЕМЕНТОВ ВВОД'/)
   13 FORMAT(/'ВЕКТОР ВВОДА ЭКСПЛ. СКВАЖИН ВВОДЭ
                     '/)
   14 FORMAT(/'ВЕКТОР ВВОДА НАГНЕТ. СКВАЖИН ВВОД
                     Н'/)
   15 FORMAT(12E10.3)
   24 FORMAT(////)
   31 FORMAT(1H ,127(1H-))
   33 FORMAT(1H ,115(1H-))
      END
```

## СОСТАВИТЕЛИ МЕТОДИКИ ВНИИ-2


| | |
|---|---|
| Доктор техн.наук, профессор | ВАХИТОВ Г.Г. |
| Доктор техн.наук, профессор | СУРГУЧЕВ М.Л. |
| Кандидат техн.наук | БАИШЕВ Б.Т. |
| Канд.геолого-мин.наук | МАКСИМОВ М.М. |
| Доктор техн.наук | КУРБАНОВ А.К. |
| Доктор техн.наук, профессор | ШВИДЛЕР М.И. |
| Кандидат техн.наук | КАЦ Р.М. |
| Канд.физико-матем.наук | ШАЛИМОВ Б.В. |


gost.e-ecolog.ru