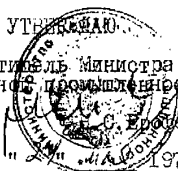


МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖАЮ
Заместитель министра
нефтяной промышленности
С. Ершов
" 2 " 1977 г.



МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ
(БНИИ-2)

РД 39-3-10-77

МОСКВА БНИИ 1977

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
В в е д е н и е	3
§ 1. Метод построения модели неоднородного пласта . .	7
§ 2. Идентификация модели	13
§ 3. Метод построения модифицированных функций относи- тельных фазовых проницаемостей	18
§ 4. Гидродинамическая схема расчетов	24
1. 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 по- элементного 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 1. Программа идентификации модели неоднород- ного пласта (SEDIM)	79
Приложение 2. Программа построения модифицированных фа- зовых проницаемостей (PERMEB)	91
Приложение 3. Программа гидродинамического расчета тех- нологических показателей (GOWROW)	97
Приложение 4. Программа расчета технологических показате- лей 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 натгнетание, одновременный 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 (1-4).

Авторы признательны Я.М. Вайнбергу, А.В. Королеву,
М.В. Гохману, Т.Г. Сизовой, Т.А. Дубяной, Н.С. Коготковой,
Ю.К. Червычику 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.

1. 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 проницаемости. 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].

$$k^* = k^0 \left(1 + \frac{\xi^2}{n} \right)^{-1} \quad (1.1)$$

где k^* - эффективная проницаемость пропластка, k^0 - средняя проницаемость пропластка, $\xi = \sqrt{\mathcal{D}}/k^0$ - коэффициент вариации проницаемости, \mathcal{D} - дисперсия проницаемости пропластка, значение параметра $n = 2$ или $n = 3$ в зависимости от размерности случайного поля в пределах пропластка. Таким образом, знание плотности распределения 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 (г.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 $f(k, \alpha_1, \dots, \alpha_n)$, где f одна и та же для всех пропластков, параметры α_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

$$f(k, \alpha) = \sum_{j=1}^N P_j f_j(k, \alpha^j) \quad (1.2)$$

При этом естественно считать, что α - 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 α по пропласткам. Тогда

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

$$\int_A f(k, \lambda) \psi(\lambda) d\omega_\lambda = f_0(k) \quad (1.3)$$

при условии нормировки ψ как плотности

$$\int_A \psi(\lambda) d\omega_\lambda = 1, \quad \psi(\lambda) \geq 0 \quad (1.4)$$

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

Если функции f_0 и f заданы, решение (1.3) определит искомого распределение параметров λ по проплаткам. Задача эта, как известно, некорректна, в том смысле, что малым погрешностям f_0 могут способствовать большие погрешности в ψ . 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 (1.3). 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 полная — 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 [17].

7. Вычислив $\psi(\lambda)$, находим распределения средних значений

$$k_0^{\lambda} = \int f(k, \lambda) k dk = \theta(\lambda) \quad (1.5)$$

и плотность распределения $\gamma(k_0)$.

Пусть γ — функция, обратная θ , т.е. $\lambda = \gamma(k_0)$, тогда

$$\gamma(k_0) = \psi[\gamma(k_0)] \gamma'(k_0) \quad (1.6)$$

Аналогично строится распределение дисперсии \mathcal{D}^{λ}

$$\mathcal{D}^{\lambda} = \int (k - k_0^{\lambda})^2 f(k, \lambda) dk \quad (1.7)$$

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

С помощью формулы (1.1) 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 сплошности и статистической однородности слоя-пропластка.

В частности, предположим 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 статистически 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 статистически 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 (1.3) и условия нормировки и положительности (1.4). Необходимо найти плотность распределения параметров $\psi(\alpha)$, если вид распределения $f(k, \alpha)$ известен.

Для численного решения задачи перейдем к дискретному аналогу уравнения (1.3), 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 ψ их гистограммами, имеем

$$\sum_{j=1}^N \psi_j \alpha_{ij} = z_i \quad i = (1, m), \quad (2.1)$$

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

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

Система алгебраических уравнений (2.1), дополненная условием нормировки

$$\sum_{j=1}^N \psi_j = 1 \quad (2.2)$$

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

^{*} Алгоритм и программа идентификации SEDIM разработаны Я.М. Вайнбергом и Г.Г. Сизовой.

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

$$\bar{H}^i = \mathfrak{D}_{i-1} \bar{a}_i [\bar{a}^T \mathfrak{D}_{i-1} \bar{a}_i + \sigma_i^2]^{-1}, \quad (2.3)$$

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

где $\bar{a}_i^T = (a_{i1}, \dots, a_{iN})$, $\bar{H}^i = (h_{i1}, \dots, h_{iN})$
 а вектор $\hat{\psi}^i = (\hat{\psi}_1^i, \dots, \hat{\psi}_N^i)$ — оценка величин ψ_j ,
 полученных в результате использования значений выбранной
 гистограммы $\hat{z}_1, \dots, \hat{z}_i$. Ковариационная матрица \mathfrak{D}_i век-
 торе оценок $\hat{\psi}^i$ позволяет судить о точности модели пласта,
 полученной в результате решения задачи.

Для оценки дисперсии ошибок выборочной гистограммы ис-
 пользуется выражение

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

где можно принять $\sigma \approx 5$.

Для использования алгоритма (2.3) необходимо задать на-
 чальное приближение $\hat{\psi}^0$ и его точность $\mathfrak{D}_0 = \|\mathfrak{d}_{ij}\|$

При расчетах принималось

$$\mathfrak{d}_{ij} = \begin{cases} \frac{1}{6} [(\hat{\psi}_i^0)^3 + (1 - \hat{\psi}_i^0)^3] & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases} \quad (2.5)$$

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

При наличии соответствующей информации априорная гипоте-
 за и ее точность \mathfrak{D}_0 могут задаваться из физических сообра-
 жений и анализ геолого-промышленой информации.

Учет условия неотрицательности (1.4) приводит к алгоритму квадратичного программирования [12].

Наряду с данными локальных измерений проницаемости, получаемых в результате геофизических измерений и из анализе керн, 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 (1-3) § 2.1, то справедливо уравнение

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

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

Таким образом, для учета в алгоритме идентификации результатов гидродинамических исследований пласта систему (2.1), (2.2) следует дополнить уравнением (2.6). Если имеется информация о точности измерения $k_{квд}$ (дисперсия ошибок), то система (2.1), (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 (1.1).

Вообще говоря, задача оценки N , α_j и ψ_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 $f(k/a)$, число пропластков N и параметры распределения a_j в каждом из них.

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

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

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

В приводимых ниже примерах расчетов принято, что проницаемость в пропластках удовлетворительно описывается лог-нормальным 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 [17].

Для проверки эффективности алгоритма был рассмотрен ряд модельных задач. Полагалось, что плавст составлен из некоторой совокупности пропластков, для которых известны плотности распределения проницаемости $f_j(k, \lambda)$ и заданы веса Ψ_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 (зернах), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта. По результатам многочисленных экспериментальных исследований, начало которым было положено Деве-реттом, 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 ядрах, не являются достаточно точной характеристикой многофазного течения при масштабах осреднения, превышающих размеры ядра.

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 ядра или геофизических исследований скважин.

Для этого рассмотрим процесс вытеснения газированной жидкости водой из слоистого пласта, проницаемость K^* которого является функцией расстояния x 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 x .

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

$$F_n = U f_n(\sigma_r, \sigma_{\text{вс}}), \quad F_r = U f_r(\sigma_r, \sigma_{\text{вс}}) \quad (3.1)$$

$$F_g = (1-U) f_g(\sigma_{r0}, \sigma_{\text{вм}})$$

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

где f_n , f_r , f_g - определенные на керне функции относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды соответственно; σ_r - газонасыщенность; $\sigma_{\text{вс}}$ - насыщенность связанной водой; $\sigma_{\text{вм}} = 1 - \sigma_{r0} - \sigma_{\text{но}}$; σ_{r0} , $\sigma_{\text{но}}$ - остаточные газо- и нефтенасыщенность соответственно; $f(k^*)$ - плотность распределения.

Средние газо-, водо и нефтенасыщенности рассчитываются по формулам

$$S_r = U \sigma_r + (1-U) \sigma_{r0}, \quad 1 \geq \sigma_r \geq \sigma_{r0} \quad (3.3)$$

$$S_r = \sigma_{r0} \quad \sigma_{r0} \geq \sigma_r \geq 0 \quad (3.4)$$

$$S_g = U \sigma_{\text{вс}} + (1-U) \sigma_{\text{вм}}$$

$$S_n = 1 - S_r - S_g$$

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

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

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 $\Psi(m^*)$ строится с помощью формулы (3.6) и вычисленного $\Psi(k)$, т.е. аналогично построению (1.6) для $\gamma^*(k_0)$.

Из формул (3.3) и (3.4) находим

$$u = \frac{\sigma_{em} - S_g}{\sigma_{em} - \sigma_{ec}} \quad , \quad S'_g \leq \sigma_{em} \quad (3.7)$$

$$\sigma_r = \sigma_{r0} + (S_r - \sigma_{r0}) \frac{\sigma_{em} - \sigma_{ec}}{\sigma_{em} - S_g} \quad , \quad S_g < \sigma_{em} \quad (3.8)$$

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 (3.1) определяем модифицированные относительные проницаемости^{*}) как функции:

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

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 РИРМЕВ 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 усреднения 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-

мости 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 m , kH и относительные фазовые проницаемости f_n , f_r , f_g должны быть заменены на соответствующие эффективные характеристики неоднородного пласта:

$$\tilde{K}^*H, F_n(S_r, S_g), F_r(S_r, S_g), F_g(S_g).$$

4. Гидродинамическая схема расчетов

I. Постановка задачи. В пласте, разрабатываемом системой скважин, течение, вообще говоря, неоднородно. 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 выделим внутренние области - круги некоторого радиуса r_k 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 многофазной 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.

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_n}{B_n} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{W_n}{B_n} \right) = \sum_j Q_{nj} \delta(x - x_j) \quad (4.1)$$

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_e}{B_e} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{W_e}{B_e} \right) = \sum_j Q_{ej} \delta(x - x_j)$$

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_r}{B_r} + \frac{m S_e R_e}{B_e} + \frac{m S_n R_n}{B_n} \right) + \\ + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{W_r}{B_r} + \frac{W_e R_e}{B_e} + \frac{W_n R_n}{B_n} \right) = \sum_j Q_{rj} \delta(x - x_j)$$

$$W_n = -Ak \frac{f_n}{\mu_n} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \gamma_n \frac{\partial D}{\partial x} \right); \quad (4.2)$$

$$W_e = -Ak \frac{f_e}{\mu_e} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \gamma_e \frac{\partial D}{\partial x} \right); \quad W_r = -Ak \frac{f_r}{\mu_r} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \gamma_r \frac{\partial D}{\partial x} \right);$$

$$S_n + S_e + S_r = 1 \quad (4.3)$$

Здесь n, e, r - 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_n, S_e, S_r - насыщенности; $f_n(S_n, S_e), f_e(S_n, S_e), f_r(S_n, S_e)$ - относительные проницаемости; $\mu_n(P), \mu_e(P), \mu_r(P)$ - вязкости; $\gamma_n(P), \gamma_e(P), \gamma_r(P)$ - удельные веса; $B_n(P), B_e(P), B_r(P)$ - объемные коэффициенты; $R_n(P), R_e(P)$ - растворимости газа в нефтяной и водной фазах; W_n, W_e, W_r - 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 Дирска; Q_{nj} , Q_{ej} , Q_{rj} - 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 полособразного пласта с параллельными рядами скважин $A = b(x)H(x)$ (b - ширина, H - мощность пласта). Для кругового пласта с концентрическими рядами скважин

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

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_{ej} и r_{kj} с давлениями P_{ej} и P_{kj} на них.

Необходимые для расчета соотношения имеют вид

$$Q_{nj} = q_j \varphi_{nj}, \quad Q_{ej} = q_j \varphi_{ej}, \quad Q_{rj} = q_j \varphi_{rj}. \quad (4.4)$$

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

$$q_j = \frac{2\pi H_j}{\rho \pi \tau_{kj}} \int_{P_{kj}}^{P_{cj}} k \left[\frac{f_r}{\mu_r B_r} + \frac{(1+R_H)f_H}{\mu_H B_H} + \frac{(1+R_E)f_E}{\mu_E B_E} \right] dP$$

$$\varphi_H = \frac{f_H}{\mu_H B_H} \left[\frac{f_r}{\mu_r B_r} + \frac{(1+R_H)f_H}{\mu_H B_H} + \frac{(1+R_E)f_E}{\mu_E B_E} \right]^{-1}$$

$$\varphi_E = \frac{f_E}{\mu_E B_E} \left[\frac{f_r}{\mu_r B_r} + \frac{(1+R_H)f_H}{\mu_H B_H} + \frac{(1+R_E)f_E}{\mu_E B_E} \right]^{-1} \quad (4.5)$$

$$\varphi_r = 1 - \varphi_H - \varphi_E$$

Связь дебитов и давлений в рядах и скважинах дается выражениями

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

$$P_j = P_{kj}$$

Здесь τ_{ej} - радиус скважины; τ_{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; φ_H , φ_E , φ_r - доли нефти, воды и газа в потоке.

Значения φ_{nj} , φ_{ej} , φ_{rj} для нагнетательных скважин определяются заданными условиями на τ_{ej} , для эксплуатационных - вычисляются по значениям параметров на τ_{kj} , которые "приносятся" из пласта, то есть

$$\varphi_{nj} = \begin{cases} \varphi_H(P_{cj}, S_{ncj}, S_{ecj}) & \text{если } q_{nj} > 0 \\ \varphi_H(P_j, S_{nj}, S_{ej}) & \text{если } q_{nj} < 0 \end{cases} \quad (4.7)$$

$$q_{\epsilon j} = \begin{cases} q_{\epsilon}(P_{\epsilon j}, S_{ncj}, S_{\epsilon c j}) & \text{если } q_{\epsilon j} > 0 \\ q_{\epsilon}(P_j, S_{nj}, S_{\epsilon j}) & \text{если } q_{\epsilon j} < 0 \end{cases}$$

Здесь S_{ncj} и $S_{\epsilon c j}$ - насыщенности на нагнетательных скважинах в j -ом ряду; $S_{nj} = S_n(x_j, t)$, $S_{\epsilon j} = S_{\epsilon}(x_j, t)$ - насыщенности на j -ой галерее.

Известно, что при установившемся трехфазном течении насыщенности, α , следовательно, и относительные проницаемости являются функциями P . Для упрощения программы расчетов интеграл, входящий в выражение для $q_{\epsilon j}$, вычислялся приближенно, при этом функции относительных проницаемостей заменялись некоторыми постоянными^{ж)} значениями \bar{f}_n , \bar{f}_{ϵ} , \bar{f}_g .

3. Граничные и начальные условия. Требуется задать условия на скважинах, внешних границах $X = X_0$, $X = X_L$ области течения и начальные условия. Условия на скважинах (т.е. на контурах радиуса $r_{\epsilon j}$) 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 и газа.

Условия на внешних границах формулируются аналогично.

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

^{ж)} Для нагнетательных скважин значения \bar{f}_n , \bar{f}_{ϵ} , \bar{f}_g берутся на $r_{\epsilon j}$, для эксплуатационных - на r_{kj} .

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

IV. 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.

V. 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 (4.1) - (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 $x_i = i \Delta x$; $t_s^0 = 0$;

$$t_s^{n+1} = t_s^n + \Delta t^n; \quad t_p^{n+1} = t_p^n + \Delta t^n$$

($i = 0, 1, \dots, N$), ($n = 0, 1, \dots, M$).

Δx - шаг по x ($\Delta x = L/N$); Δt^n - переменный шаг по t ($t^{M+1} = T$). Очевидно, если t_s^{n+1} и t_p^n сдвинуты на постоянную величину $t_s^{n+1} - t_p^n = \Delta t^0$ (Δt^0 - задаваемый начальный шаг). Скорости и некоторые коэффициенты будем относить к "полуцелым" узлам $x_{i \pm 1/2}$.

Систему (4.1) - (4.6) аппроксимируем с погрешностью $O(\Delta x, \Delta t)$ следующими дивергентными разностными уравнениями

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

$$\begin{aligned} \Delta x A_i \left[S_{ei}^{n+1} \left(\frac{m}{B_e} \right)_i^n - S_{ei}^n \left(\frac{m}{B_e} \right)_i^{n-1} \right] + \\ \Delta t^n \left[\left(\frac{W_e}{B_e} \right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{W_e}{B_e} \right)_{i-1/2}^n \right] = \Delta t^n \sum_j n_j q_{ej}^n \delta_{ij} \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} \Delta x A_i \left[S_{ri}^{n+1} \left(\frac{m}{B_r} \right)_i^n + S_{ei}^{n+1} \left(\frac{m R_e}{B_e} \right)_i^n + S_{ni}^{n+1} \left(\frac{m R_n}{B_n} \right)_i^n - \right. \\ \left. - S_{ri}^n \left(\frac{m}{B_r} \right)_i^{n-1} - S_{ei}^n \left(\frac{m R_e}{B_e} \right)_i^{n-1} - S_{ni}^n \left(\frac{m R_n}{B_n} \right)_i^{n-1} \right] + \\ + \Delta t^n \left[\left(\frac{W_r}{B_r} \right)_{i+1/2}^n + R_{ei+1/2}^n \left(\frac{W_e}{B_e} \right)_{i+1/2}^n + R_{ni+1/2}^n \left(\frac{W_n}{B_n} \right)_{i+1/2}^n - \right. \\ \left. - \left(\frac{W_r}{B_r} \right)_{i-1/2}^n - R_{ei-1/2}^n \left(\frac{W_e}{B_e} \right)_{i-1/2}^n - R_{ni-1/2}^n \left(\frac{W_n}{B_n} \right)_{i-1/2}^n \right] = \\ = \Delta t^n \sum_j n_j q_{rj}^n \delta_{ij} \end{aligned} \quad (4.10)$$

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

$$\left(\frac{W_N}{B_N}\right)_{i+1/2}^n = \begin{cases} f_{N_i}^n \bar{W}_{N_{i+1/2}}^n, & \text{если } \bar{W}_{N_{i+1/2}}^n \geq 0 \\ f_{N_{i+1}}^n \bar{W}_{N_{i+1/2}}^n, & \text{если } \bar{W}_{N_{i+1/2}}^n < 0 \end{cases}$$

$$\bar{W}_{N_{i+1/2}}^n = -a_{N_{i+1/2}}^n \left(\frac{P_{i+1}^n - P_i^n}{\Delta x} + \gamma_{N_{i+1/2}}^n \frac{D_{i+1} - D_i}{\Delta x} \right)$$

$$a_{N_{i+1/2}}^n = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{Ak}{\mu_N B_N} \right)_{i+1}^n + \left(\frac{Ak}{\mu_N B_N} \right)_i^n \right]$$

$$R_{N_{i+1/2}}^n = \frac{1}{2} (R_{N_{i+1}}^n + R_{N_i}^n)$$

$$\gamma_{N_{i+1/2}}^n = \frac{1}{2} (\gamma_{N_{i+1}}^n + \gamma_{N_i}^n)$$

(разностные выражения для W_E/B_E и W_r/B_r аналогичны)

$$q_{N_j}^n = q_{f_j}^n \psi_{N_j}^n, \quad q_{E_j}^n = q_{f_j}^n \psi_{E_j}^n, \quad q_{r_j}^n = q_{f_j}^n \psi_{r_j}^n \quad (4.11)$$

$$\begin{aligned} q_{f_j}^n &= \frac{2\pi H_i}{\ln \frac{z_{c_i}}{z_{k_j}}} \left(\bar{f}_r \int_{P_j^n}^{P_i^n} \frac{k_j(P) dP}{\mu_N(P) B_N(P)} + \right. \\ &+ \bar{f}_N \int_{P_j^n}^{P_i^n} k_j(P) \frac{1+R_N(P)}{\mu_N(P) B_N(P)} dP + \\ &\left. + \bar{f}_E \int_{P_j^n}^{P_i^n} k_j(P) \frac{1+R_E(P)}{\mu_E(P) B_E(P)} dP \right) \end{aligned} \quad (4.12)$$

Формулы для R_n , γ_n , α_n в полудельных узлах (и аналогичные для воды и нефти) следуют из интегро-интерполяционного метода аппроксимации, при этом функции \bar{f}_n , \bar{f}_ε , \bar{f}_r отнесены в ближайший узел сетки вверх по потоку для обеспечения устойчивости разностной схемы.

Исключив $S_{n_i}^{n+1}$, $S_{\varepsilon_i}^{n+1}$, $S_{r_i}^{n+1}$ из уравнений (4.8) - (4.10) с помощью соотношения

$$S_{n_i}^{n+1} + S_{\varepsilon_i}^{n+1} + S_{r_i}^{n+1} = 1, \quad (4.13)$$

получим разностное уравнение относительно давления

$$\begin{aligned} A_0 \frac{\Delta x}{\Delta t^n} \left[C_{n_i}^n (H_{n_i}^n - H_{n_i}^{n-1}) + C_{\varepsilon_i}^n (H_{\varepsilon_i}^n - H_{\varepsilon_i}^{n-1}) + (H_{r_i}^n - H_{r_i}^{n-1}) \right] = \\ = \left[(H_{n_i}^n - R_{n_i+\frac{1}{2}}^n) \left(\frac{W_n}{B_n} \right)_{i+\frac{1}{2}}^n - (H_{n_i}^n - R_{n_i-\frac{1}{2}}^n) \left(\frac{W_n}{B_n} \right)_{i-\frac{1}{2}}^n \right] + \\ + \left[(H_{\varepsilon_i}^n - R_{\varepsilon_i+\frac{1}{2}}^n) \left(\frac{W_\varepsilon}{B_\varepsilon} \right)_{i+\frac{1}{2}}^n - (H_{\varepsilon_i}^n - R_{\varepsilon_i-\frac{1}{2}}^n) \left(\frac{W_\varepsilon}{B_\varepsilon} \right)_{i-\frac{1}{2}}^n \right] - \\ - \left[\left(\frac{W_r}{B_r} \right)_{i+\frac{1}{2}}^n - \left(\frac{W_r}{B_r} \right)_{i-\frac{1}{2}}^n \right] + Q_i^n \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$C_{n_i}^n = S_{n_i}^n \left(\frac{m}{B_n} \right)_i^{n-1}, \quad C_{\varepsilon_i}^n = S_{\varepsilon_i}^n \left(\frac{m}{B_\varepsilon} \right)_i^{n-1},$$

$$Q_i^n = \sum_j \delta_{ij} (Q_{r_j}^n - H_{n_j}^n Q_{n_j}^n - H_{\varepsilon_j}^n Q_{\varepsilon_j}^n)$$

$$H_{n_i}^n = (R_n - \frac{B_n}{B_r})_i^n, \quad H_{\varepsilon_i}^n = (R_\varepsilon - \frac{B_\varepsilon}{B_r})_i^n, \quad H_{r_i}^n = \left(\frac{m}{B_r} \right)_i^n$$

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) определим P_i^n по известным P_i^{n-1} , $S_{n_i}^n$, $S_{e_i}^n$, $S_{r_i}^n$; затем из любых трех уравнений системы (4.8) - (4.10), (4.13) находим $S_{n_i}^{n+1}$, $S_{r_i}^{n+1}$, $S_{e_i}^{n+1}$ по известным $S_{n_i}^n$, $S_{e_i}^n$, $S_{r_i}^n$, 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 $H_{n_i}^n$, $H_{e_i}^n$, $H_{r_i}^n$ в левой части (4.14) и $Q_{n_j}^n$, $Q_{e_j}^n$, $Q_{r_j}^n$ в Q_i^n линеаризуются методом Ньютона, то есть

$$\begin{aligned} (H_i^n)^y &= H(P_i^{y-1}) + H'(P_i^{y-1})(P_i^y - P_i^{y-1}) \\ (Q_j^n)^y &= Q(P_j^{y-1}) + Q'(P_j^{y-1})(P_j^y - P_j^{y-1}) \end{aligned} \quad (4.15)$$

а остальные коэффициенты, а также снос относительных проницаемостей вверх по потоку, вычисляются с предыдущей $(\bar{N}-1)$ -ой итерации. Неизвестные P_i^y (\bar{N} - 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 $S_{n_i}^{n+1}$, $S_{e_i}^{n+1}$, $S_{r_i}^{n+1}$. 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]

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

если шаги Δt^n и Δx подчинить условию типа Куранта

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

$$\omega_{\lambda} = \min \frac{A(x) m(x, P)}{f_{\lambda}'(S_{\lambda}) B_{\lambda}(P)} \quad (17)$$

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

В общем случае оценки для ω_{λ} не изменяются существенно, т.к. для смачивающих фаз обычно f_{λ} зависит только от S_{λ} , а для несмачивающей фазы зависимость двухпараметрической функции f_{λ} от "своей" насыщенности S_{λ} 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 GOWROW составлена Б.В. Шалимовым при участии Н.С. Козыковой.

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. 5.1), 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

($B_n = B_e = 1$), пластовое давление выше давления насыщения, т.е. $S_r = 0$. Пористость и мощность пласта приняты постоянными. На скважинах поддерживаются заданные забойные давления. На контурах нагнетательных скважин задана предельная водонасыщенность, равная 1. 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 $2b$	в см	$7,5 \cdot 10^4$
Приведенный радиус скважины r_c	в см	10^{-2}

Забойное давление:

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

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

Абсолютная проницаемость пласта k в Дарси 0,24

Вязкость нефти μ_n в сП 10

Вязкость воды $\mu_в$ в сП 1

Примем радиус внутренней области $r_k = b/\sqrt{3}$

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

$$f_v = S_v^z, \quad f_n = S_n^z, \quad ,$$

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, оставленной А.В. Королевым и модифицированной для данной задачи М.В. Гохманом.

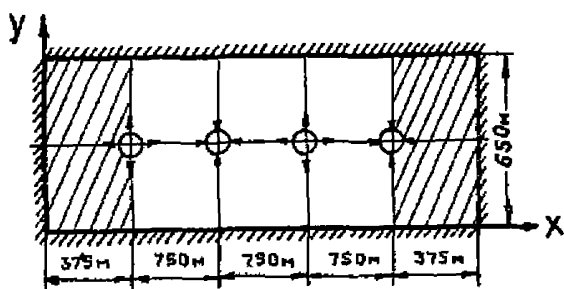


Рис. 5.1. Расчетный элемент.

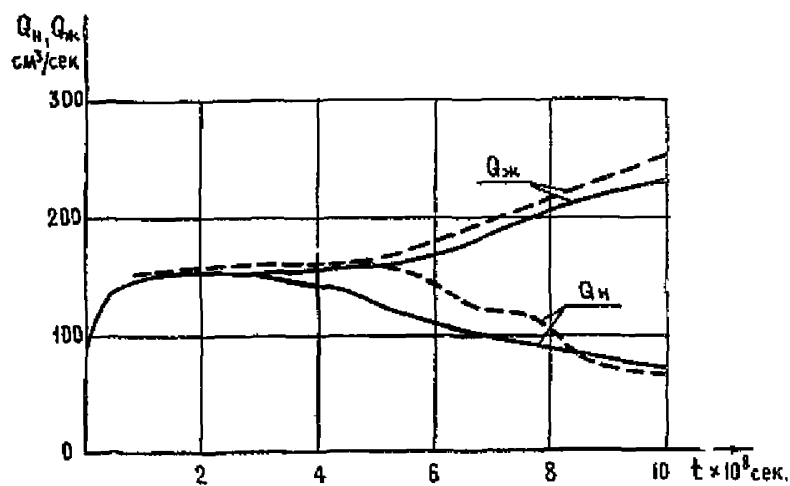


Рис. 5.2. Дебиты нефти и жидкости однородного пласта.

при квазиодномерной схематизации равно 120, размерность двумерной сетки - 60 x 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

$$F_g = 1 - S_n^2, \quad F_n = S_n^2$$

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-

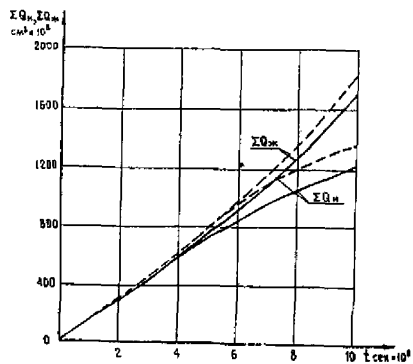


Рис. 5.3. Накопленные дебиты нефти и жидкости однородного пласта.

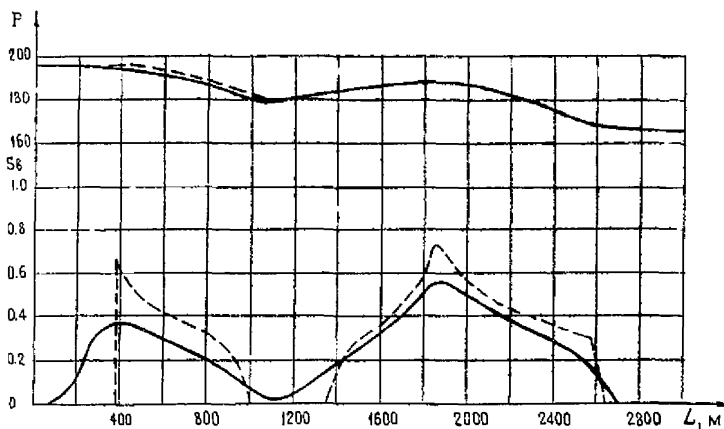


Рис. 5.4. Распределение давления и насыщенности по длине однородного пласта.

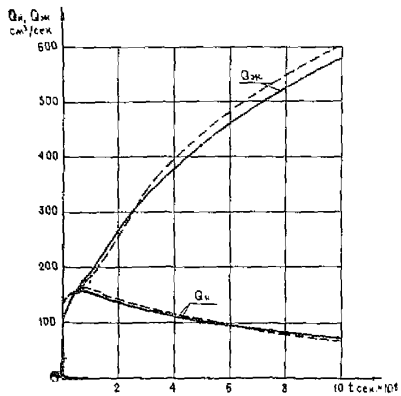


Рис. 5.5. Дебиты нефти и жидкости неоднородного пласта.

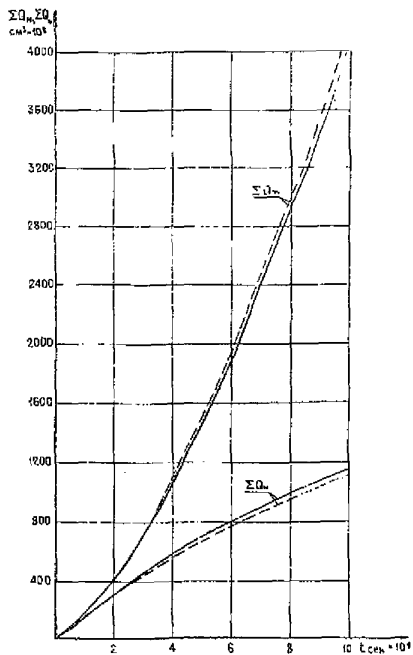


Рис. 5.6 . Накопленные дебиты нефти
и жидкости неоднородного
пласта.

зидномерной 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

$$Y^i(T) = \sum_{\substack{1 \leq k \leq T \\ 1 \leq j \leq M}} n_{jk} X_{j, T-k+1}^i \quad (6.1)$$

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

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

На это время подсчитываются показатели разработки объекта.

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

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

Π_{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 T .

После вычисления всех необходимых показателей на различные даты T 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 IV.^{ж)}

^{ж)} 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 негнетательных скважин должны быть ортогональны продольной оси элемента.

Расчетный элемент может иметь произвольную форму (рис. 7.1а), 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. 7.1б) или прямоугольником (рис. 7.1в).

Исходные данные для расчета элемента

Для каждого расчетного элемента необходимо иметь следующие данные:

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

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

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

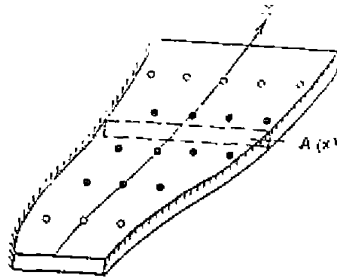


Рис. 7.1-а . Форма расчетного элемента

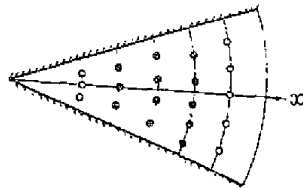


Рис. 7.1-б . Круговой сектор

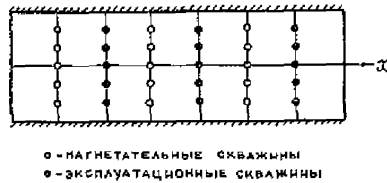


Рис. 7.1-в . Прямоугольник.

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

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

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

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

4. $\bar{m}^* N = m \bar{N}(x)$, 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 $\mathcal{D} = \mathcal{D}(x)$.

7. Физические свойства пластовых флюидов: вязкости $\mu_n(P)$, $\mu_r(P)$, $\mu_g(P)$; объемные коэффициенты $V_n(P)$, $V_r(P)$, $V_g(P)$; растворимости газа в нефти и воде $R_n(P)$, $R_g(P)$; удельные веса нефти, газа и воды γ_{no} , $\gamma_{го}$, $\gamma_{го}$ при стандартных условиях.

8. Относительные фазовые проницаемости системы нефть-газ-вода, определенные экспериментально на керне $f_n(\sigma_g, \sigma_r)$,

$f_r(\sigma_\varepsilon, \sigma_r)$, $f_\varepsilon(\sigma_\varepsilon, \sigma_r)$, либо относительные фазовые проницаемости для нефти и газа в присутствии связанной воды $f_n(\sigma_\varepsilon)$, $f_r(\sigma_\varepsilon)$ и относительные фазовые проницаемости для нефти и воды в присутствии остаточного газа $f_n(\sigma_\varepsilon)$, $f_\varepsilon(\sigma_\varepsilon)$.

9. Значение насыщенности связанной водой $\sigma_{\varepsilon c}$, остаточных нефте- и газонасыщенностей σ_{no} , σ_{ro} по данным лабораторных исследований. При наличии относительных фазовых проницаемостей среднее значение σ_{no} может быть рассчитано.

10. Начальное распределение осредненных по эффективной мощности нефте- и водонасыщенности $S_n^0 = S_n^0(x)$, $S_\varepsilon^0 = S_\varepsilon^0(x)$.

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_{c_j} и внутренней области r_{k_j} , причем последний может быть принят равным σ_j / π , где

σ_j - половина расстояния между скважинами в ряду. Если известен коэффициент продуктивности (приемистости) K_j , можно сразу определить $\ln \frac{r_{c_j}}{r_{k_j}}$. При недостаточном количестве прямых определений по индикаторным кривым коэффициент продуктивности (приемистости) скважин j -го ряда вычисляется приближенно по формуле $K_j = K_{\text{чл}} \cdot \bar{N}_j$, где $K_{\text{чл}}$ - средний удельный коэффициент продуктивности (приемистости) по всем исследованным скважинам

$$K_{\text{чл}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{K_i}{\bar{N}_i}$$

14. Дата ввода в эксплуатацию или под нагнетание j -того ряда t_{0j} .

15. Коэффициент эксплуатации $C_z(t)$. 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 одновременного ввода скважин элемента в эксплуатацию. Так, например, реальное время их работы в первом году для месторождений Западной Сибири составляет в среднем 0,37 года.

16. Коэффициент воздействия (влияния прерывистости коллектора) ξ . Методы определения ξ имеются в работах [2, 4].

17. Режим работы скважин:

а) эксплуатационных - забойное давление скважин в ряду

$P_{сзj}(t)$, либо дебит дилкости $Q_{жj}(t)$;

б) нагнетательных - забойное давление скважин в ряду

$P_{снj}(t)$ и доли закачиваемых агентов в общем расходе $\psi_{ej}(t)$

$\psi_{rj}(t)$, либо расходы закачиваемых агентов $Q_{ej}(t)$, $Q_{rj}(t)$.

18. Обводненность (загазованность) ряда ψ_{ej}^* , ψ_{rj}^* или время t_j^* , при котором следует изменить режим работы ряда, например, с заданного $P_{сj}(t)$ перейти на заданный $Q_{жj}(t)$ или наоборот; отключить эксплуатационный ряд или перевести его под нагнетание, перевести скважину с фонтанной эксплуата-

ции на механизированную.

19. Условия на внешних границах:

I. Граница непроницаема - объемные расходы нефти, газа и воды равны нулю ($Q_n^r = Q_g^r = Q_w^r = 0$);

II. Граница проницаема -

а) если через границу жидкость втекает в область, то на границе задается либо давление $P^r(t)$ и доли нефти, газа и воды $q_n^r(t)$, $q_g^r(t)$, $q_w^r(t)$, либо расходы нефти, газа и воды $Q_n^r(t)$, $Q_g^r(t)$, $Q_w^r(t)$;

б) если через границу жидкость вытекает из области, то на границе задается либо давление $P^r(t)$, либо расход; в последнем случае можно задать расход одного компонента, например, воды $Q_w^r(t)$ 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 (6.1) и программе SUMMA необходимы следующие данные:

1. 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/м³, 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 $P_{c_j}(t)$ - дебиты (приемистости) нефти, газа и воды, $Q\phi$ (т/сут), QG , QW (m^3 /сут); - общий дебит (приемистость) нефти, газа и воды Q (m^3 /сутки)^{*)}

- накопленные отборы (объемы закачки) нефти, газа и воды $Q\phi SUM(\tau)$, $QG SUM$, $QW SUM$ (m^3).

- общий накопленный отбор (объем закачки) нефти, газа и воды, $Q SUM$ (m^3);

- водонефтяной фактор, $WORAT$;

- газовый фактор, $GORAT$;

б) случай заданных дебитов эксплуатационных скважин и расходов нагнетательных скважин $Q_{e_j}(t)$, $Q_{r_j}(t)$.

- забойные давления на скважинах $P_{СКВ}$ (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 $S\phi$, газа SG и воды SW по длине пласта в зависимости от времени τ (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, $Q_{ЖЭЛ}$ (м³/год), (м³/сутки);
- 3) обводненность продукции, $WR_{ЭЛ}$;
- 4) газовый фактор, $ГФЭЛ$, (нм³/т).
- 5) накопленный отбор нефти, $A Q_{НЭЛ}$ (т);
- 6) накопленный отбор воды, $A Q_{ВЭЛ}$ (м³);
- 7) накопленный отбор газа, $A Q_{ГЭЛ}$ (нм³);
- 8) накопленный отбор жидкости $A Q_{ЖЭЛ}$ (м³);
- 9) добыча воды на 1 т добытой нефти, $ВН \phi_{ЭЛ}$ (м³/т);
- 10) нефтеотдача $ЭТАЭЛ$;
- 11) расход закачиваемой воды, $Q_{ВЗЭЛ}$ (м³/год), (м³/сутки);
- 12) объем закачанной воды, $A Q_{ВЗЭЛ}$ (м³);
- 13) расход закачиваемого газа, $Q_{ГЗЭЛ}$ (нм³/год);
- 14) объем закачанного газа, $A Q_{ГЗЭЛ}$ (нм³);
- 15) количество действующих эксплуатационных скважин, $ЧСКВЭ$;
- 16) количество действующих нагнетательных скважин, $ЧСКВН$;
- 17) Отбор нефти из "новых"^{*)} скважин, $Q_{НЭЛН}$ (т/год);
- 18) Отбор нефти из "перешедших"^{**)} скважин, $Q_{НЭЛП}$ (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 QОНАГ (тонн);
- 22) Количество нагнетательных скважин, дающих нефть^{Ж)} ЧСЭНАГ;
- 23) Накопленный отбор нефти из механизированных^{ЖЖ)} скважин, А Q ОМЕХ (тонн);
- 24) Накопленный отбор жидкости из механизированных скважин, А Q ЖМЕХ (м³);
- 25) Количество механизированных скважин, ЧМЕХ;
- 26) Накопленный отбор газа из скважин газовой шапки, А Q ГШ (н.м³).

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.

^{Ж)} Скважины нагнетательных рядов в период освоения работающие как эксплуатационные.
^{ЖЖ)} 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.

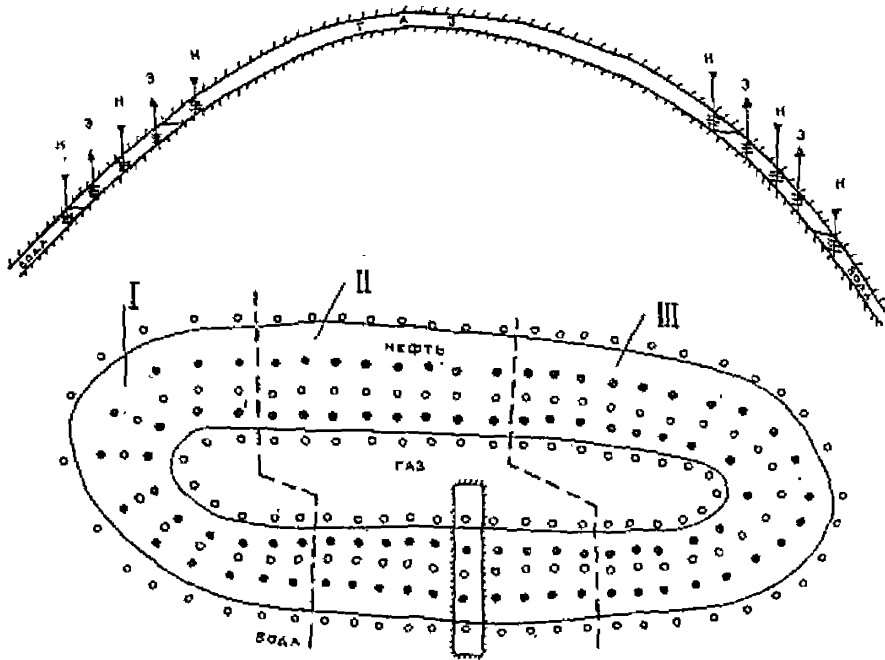


Рис. 9.1 . Схема нефтегазовой залежи.

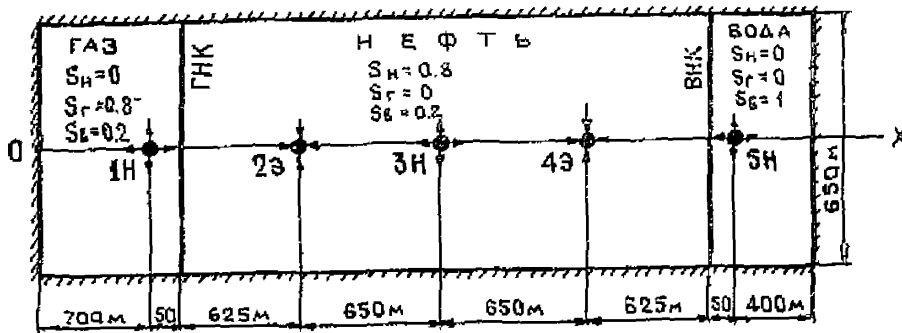


Рис. 9.2. Расчетный элемент нефтегазовой залежи.

Пренебрегая в данном примере размерами подгазовой и водонефтяной зон, примем газонефтяной и водонефтяной контакты перпендикулярными кровле в 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 7300 измерений, дана на рис. 9.3.

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

3. Произведение $\bar{K} * H$: I зона - 0,5 дм, II зона - 1,44 дм, III зона - 1,20 дм.

4. Произведение $\bar{m} * H$: 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 $z = 0$.

7. Физические свойства пластовых флюидов^{*)}

Вязкости (сП),

$$\mu_k = 0,681 - 0,00116P$$

$$\mu_r = 0,03$$

$$\mu_g = 0,5$$

^{*)}Здесь и далее P в ат.

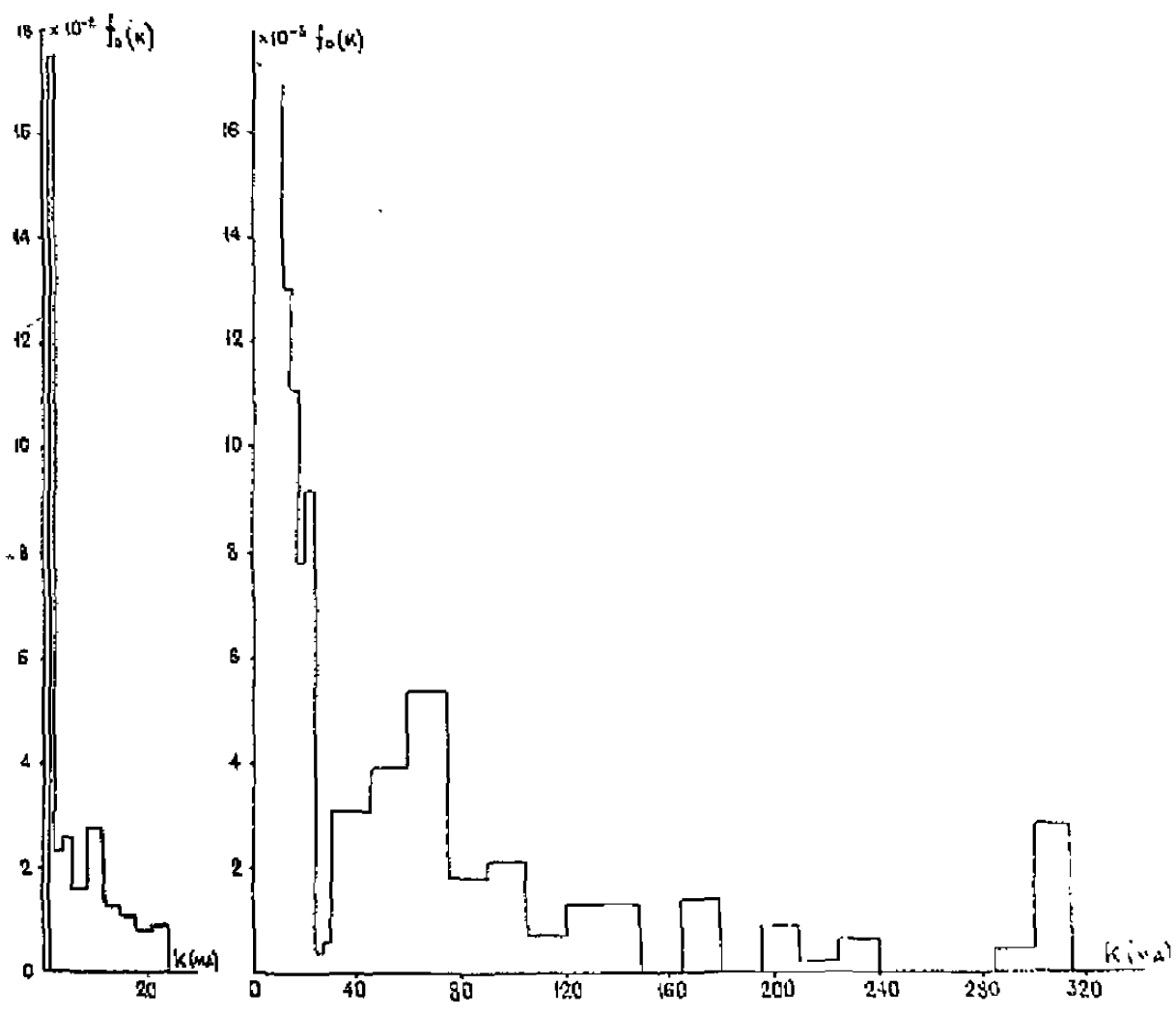


Рис. 9.3 . Гистограмма проницаемости.

Объемные коэффициенты:

$$B_n(P) = 1,08 + 0,0019P$$

$$B_r(P) = 1/P$$

$$B_g(P) = 1,0$$

Растворимости:

$$R_n(P) = 11,3 + 0,75P$$

$$R_g(P) = 0.$$

Удельные веса (кг/см³):

$$\gamma_{no} = 0,743 \cdot 10^{-3}, \quad \gamma_{ro} = 1,29 \cdot 10^{-6}, \quad \gamma_{go} = 1,0 \cdot 10^{-7}$$

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

$$f_n(\sigma_g, \sigma_r) = \left[\frac{0,85 - (\sigma_r + \sigma_g)}{0,85} \right]^{2,8} \left[1 + (2,4 + 16,5 \sigma_r) \sigma_g \right]$$

$$0 \leq \sigma_r + \sigma_g \leq 0,85$$

$$f_n(\sigma_g, \sigma_r) = 0$$

$$0,85 \leq \sigma_r + \sigma_g \leq 1$$

$$f_r(\sigma_g, \sigma_r) = \left(\frac{\sigma_r - 0,1}{0,9} \right)^{3,5} \left[1 + 3(1 - \sigma_r) \right]$$

$$0,1 \leq \sigma_r \leq 1$$

$$f_r(\sigma_g, \sigma_r) = 0$$

$$0 \leq \sigma_r \leq 0,1$$

$$f_g(\sigma_g, \sigma_r) = \left(\frac{\sigma_g - 0,2}{0,8} \right)^{3,5}$$

$$0,2 \leq \sigma_g \leq 1$$

$$f_g(\sigma_g, \sigma_r) = 0$$

$$0 \leq \sigma_g \leq 0,2$$

9. Насыщенность связанной водой $\sigma_{fc} = 0,2$, средняя остаточная нефтенасыщенность $\sigma_{no} = 0,15$, остаточная газонасыщенность $\sigma_{r0} = 0,1$.

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

$$S_N^a = \begin{cases} 0 & \text{при } 0 \leq x \leq 750 \\ 0,80 & \text{при } 750 < x \leq 3300 \\ 0 & \text{при } 3300 < x \leq 3750 \end{cases} \quad S_g^0 = \begin{cases} 0,2 & \text{при } 0 \leq x \leq 3300 \\ 1,0 & \text{при } 3300 < x \leq 3750 \end{cases}$$

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 $r_{кв} = \sigma_j / \pi = 103,5$ м ($j = 1, 2, 3, 4, 5$).

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

15. Коэффициент эксплуатации $C_s = 1$.

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

17. Режим работы скважин:

а) эксплуатационных - забойное давление скважин в ряду

$$P_{сзj} = 100 \text{ ат } (j = 2, 4);$$

б) нагнетательных - забойное давление скважин в ряду

$$P_{снj} = 200 \text{ ат, доля закачиваемой воды } \varphi_{гj} = 1 \text{ (} j = 1, 3, 5 \text{)}.$$

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 ($Q_n^r = Q_r^r = Q_s^r = 0$).

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 - матрица ввода (n_{jk})

$\begin{matrix} k \text{ - год} \\ j \text{ - тип} \end{matrix}$	1	2	3	4	5	6	...	Всего
1	0	0	0	0	8	0	0	8
2	0	2	8	8	0	0	0	18
3	8	6	0	0	0	0	0	14
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 - 1 г/м^3 .

Удельный вес нефти - $0,701 \text{ г/м}^3$.

4. Запасы нефти на залежи - $44,14 \text{ млн.т.}$

5. Начальный год ввода залежи в разработку - 1976 г.

Результаты расчетов

На первом этапе расчетов на основе гистограммы (рис. 9.3) производилось построение модели слоистого пласта согласно § 1.2. Ниже в таблице (9.1) приводятся эффективные проницаемости пропластков k_j^* (мД) и их относительные мощности ψ_j для элементов первой зоны. Аналогичные данные рассчитаны для элементов второй и третьей зон.

Таблица 9.1

Номер пропластка	k_j^*	ψ_j
1	1,15	0,24186
2	2,23	0,18953
3	2,905	0,0000
4	10,8	0,19533
5	46,03	0,05189
6	73,03	0,20846
7	172,7	0,01787
8	204,3	0,01643
9	230,4	0,01162
10	307,9	0,06701

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

$$U_n = \frac{1}{\bar{k}^*} \sum_{j=1}^n k_j^* \psi_j, \quad \bar{k}^* = \sum_{j=1}^n k_j^* \psi_j \quad (9.1)$$

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

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

где N - число пропластков, ψ_j и k_j^* берутся из таблицы.

Принимаем 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

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

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

$$U_n = \frac{\sigma_{\varepsilon n} - S_{\varepsilon n}}{\sigma_{\varepsilon n} - \sigma_{\varepsilon c}}, \quad S_{\varepsilon n} \leq \sigma_{\varepsilon n},$$

находим зависимость $U_n(S_{\varepsilon n})$, которую аппроксимируем ^{ПРИВЛЕКАЯ,} подходящей непрерывной функцией $U(S_{\varepsilon})$, ^{СООБНОШЕНИЕ} (3.8)

$$\sigma_r = \sigma_{r_0} + (S_{r_n} - \sigma_{r_0}) \frac{\sigma_{\varepsilon n} - \sigma_{\varepsilon c}}{\sigma_{\varepsilon n} - S_{\varepsilon n}}, \quad S_{\varepsilon n} < \sigma_{\varepsilon n}$$

из (3.1) определяем модифицированные относительные проницаемости как функции $F_n(S_r, S_\varepsilon)$, $F_r(S_r, S_\varepsilon)$ и $F_\varepsilon(S_\varepsilon)$.

$$F_n = U(S_\varepsilon) f_n(\sigma_r, \sigma_{\varepsilon c}); \quad F_r = U(S_\varepsilon) f_r(\sigma_r, \sigma_{\varepsilon c});$$

$$F_\varepsilon = [1 - U(S_\varepsilon)] f_\varepsilon(\sigma_{r0}, \sigma_{\varepsilon m})$$

$$f_n(\sigma_r, \sigma_{\varepsilon c}) = \left(\frac{0.65 - \sigma_r}{0.65} \right)^{2.8} [1 + 0.2(2.4 + 16.5 \sigma_r)]$$

$$\text{при } 0 \leq \sigma_r \leq 0.65$$

$$f_n(\sigma_r, \sigma_{\varepsilon c}) = 0 \quad \text{при } 0.65 < \sigma_r < 1$$

$$f_r(\sigma_r, \sigma_{\varepsilon c}) = \left(\frac{\sigma_r - 0.1}{0.9} \right)^{3.5} [1 + 3(1 - \sigma_r)]$$

$$\text{при } 0.1 \leq \sigma_r \leq 1$$

$$f_r(\sigma_r, \sigma_{\varepsilon c}) = 0 \quad \text{при } 0 < \sigma_r < 0.1$$

$$f_\varepsilon(\sigma_{\varepsilon m}, \sigma_{r0}) = 0.26944$$

$$U(S_\varepsilon) = 2 - 2 \operatorname{erf} \left[\frac{[0.675 + 8.5(S_\varepsilon - 0.2)]}{\sqrt{2}} \right]$$

при $\sigma_{\varepsilon c} \leq S_\varepsilon \leq \sigma_{\varepsilon m} - \varepsilon$

где ε - некоторая положительная малая величина (в расчетах $\varepsilon = 0,01$)

$$U(S_\varepsilon) = 0$$

$$\text{при } S_\varepsilon > \sigma_{\varepsilon m} - \varepsilon$$

$$U(S_\varepsilon) = 1$$

$$\text{при } 0 \leq S_\varepsilon \leq 0.2$$

Заметим, что функция $U_n(S_{\varepsilon n})$ аппроксимируется табулированной функцией непрерывного аргумента $\operatorname{erf} x$. 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 технологических 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.

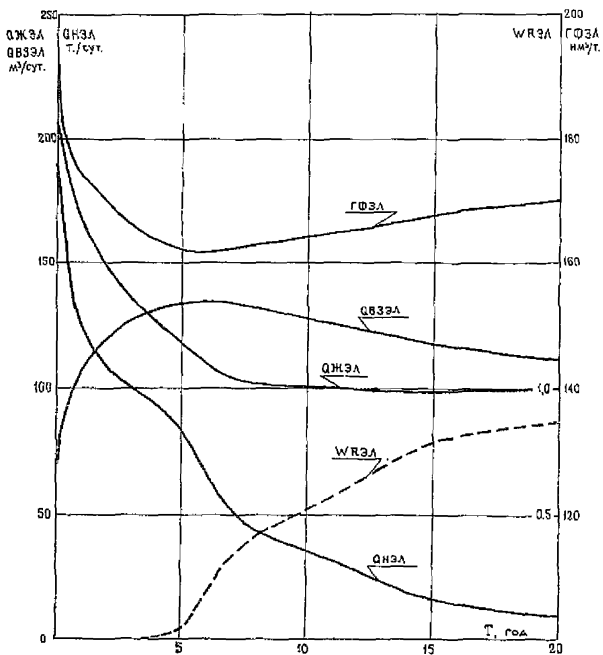


Рис. 9.4. Дебиты нефти и жидкости, расход закачиваемой воды, обводненность продукции и газовый фактор

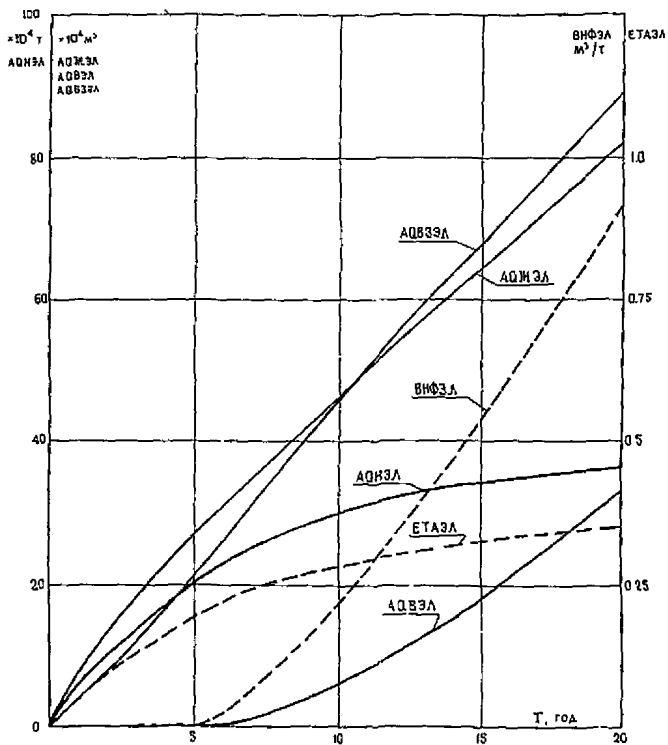


Рис. 9.5. Накопленные отборы нефти, воды и жидкости, объем закачанной воды, нефтеотдача и добыча воды на 1 т добытой нефти.

ТАБЛИЦА № 92.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ	ПЛОЩАДЬ											ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ					ВАРИАНТ				
	ДОБЫЧА					ЗАКАЧКА			ДОБЫЧА НАКОПЛЕННАЯ			ЗАКАЧКА НАКОПЛЕННАЯ		ОБЪЕМ ВОДЫ	ГАЗ. ФАКТОР	КОЛИЧЕСТВО		ДЕБИТ	ЗАКАЧКА		
	ГОДОВАЯ					ГОДОВАЯ			МЛН. Т			МЛН. М				СКВАЖИН				СКВАЖИНЫ	СКВАЖИНЫ
	МЛН. Т	МЛН. Т	МЛН. Т	МЛН. Т	МЛН. Т	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	МЛН. М	ЭКСПЛ.	НАГН.	В СУТКИ	В СУТКИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
НЕФТИ	ЖИДК.	ВОДЫ	ГАЗА	ВОДЫ	ГАЗА	НЕФТИ	ЖИДК.	ВОДЫ	ГАЗА	ВОДЫ	ГАЗА	ВОДЫ	ГАЗА	ВЕСИ	НА Т	ВСЕГО	РАБОТ.	ВСЕГО	НЕФТИ	ЖИДК.	ВОДЫ
1	1976	0.971	0.071	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	3.132	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	1.627	13.30	0.0000	16	165.1	80.00	80.0	120.0	191.94	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	165.48	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	32	164.0	80.00	80.0	120.0	149.48	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	139.82	106	97.06
9	1984	0.890	3.103	2.21	0.147	4.11	0.000	16.242	23.642	7.400	2.713	30.38	0.0000	71	165.0	80.00	80.0	120.0	130.47	106	93.81
10	1985	0.703	3.145	2.44	0.116	4.01	0.000	16.944	26.788	9.842	2.831	34.39	0.0000	78	165.4	80.00	80.0	120.0	124.08	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	118.87	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	115.30	109	87.04
13	1988	0.410	3.323	2.92	0.069	3.68	0.000	18.353	36.464	18.11	3.066	45.96	0.0000	88	167.6	80.00	80.0	120.0	114.02	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	111.97	113	86.00
15	1990	0.308	3.264	2.96	0.032	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	110.56	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	109.209	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	169.6	80.00	80.0	120.0	108.570	114	83.18
18	1993	0.216	3.284	3.07	0.037	3.56	0.000	19.747	52.910	33.16	3.381	64.21	0.0000	93	170.0	80.00	80.0	120.0	107.414	112	81.20
19	1994	0.203	3.340	3.14	0.035	3.59	0.000	19.950	56.251	36.33	3.336	67.80	0.0000	94	170.3	80.00	80.0	120.0	106.963	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	106.266	116	82.13

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ		ПЛОЩАДЬ							ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ							ВАРИАНТ			
№	годы	ДОБЫЧА ГОДОВАЯ							ДОБЫЧА НАКОПЛЕННАЯ							КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН	ОТБОР НЕФТИ	ДЕБИТ НА 1 СКВ	ОТ ЗАПАСОВ ПО ГОДО- ВОЙ КОП- ЛЕН- ИЯ
		млн, куб.м	млн.т		млрд, н, куб.м	млн, куб.м	млн.т		млрд, н, куб.м	млн.т		ИЗ ЭКСП. И МЕХА НИЗМ		ИЗ МЕХА НИЗМ	ИЗ МЕХА НИЗМ				
б/л		ЖИДК. ВСЕГО	ИЗ НАГН. СКВ. НЕФТИ	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН НЕФТИ	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ЖИДК. ВОДЫ	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ЖИДК. ВСЕГО	ИЗ НАГН. СКВ. НЕФТИ	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН НЕФТИ	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ЖИДК. ВОДЫ	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА	ИЗ МЕХАНИЗМ. СКВАЖИН ГАЗА
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	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	223,7	12,19	2,2	
2	1977	2,273	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,5795	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	194,6	13,82	6,0	
3	1978	3,264	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,6635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	187,4	15,52	12	
4	1979	4,207	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,071	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	180,1	16,90	18	
5	1980	4,109	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,180	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	140,7	16,06	25	
6	1981	3,663	0,000	0,025	0,092	0,067	0,000	18,843	0,0000	0,0249	0,0921	0,0670	0,0000	2,000	0,000	125,4	14,33	29	
7	1982	3,522	0,000	0,218	0,810	0,592	0,000	22,365	0,0000	0,2430	0,9019	0,6590	0,0000	20,000	0,000	120,6	13,27	32	
8	1983	3,485	0,000	0,405	1,730	1,324	0,000	25,850	0,0000	0,6484	2,6317	1,9830	0,0000	42,000	0,000	119,4	12,63	35	
9	1984	3,411	0,000	0,497	2,501	2,003	0,000	29,261	0,0000	1,1459	5,1324	3,9870	0,0000	58,000	0,000	116,8	12,02	37	
10	1985	3,389	0,000	0,473	2,894	2,421	0,000	32,649	0,0000	1,6185	8,0264	6,4080	0,0000	64,000	0,000	116,1	11,59	38	
11	1986	3,345	0,000	0,371	2,902	2,531	0,000	35,994	0,0000	1,9898	10,928	8,9390	0,0000	64,000	0,000	114,5	11,25	40	
12	1987	3,351	0,000	0,313	2,964	2,651	0,000	39,346	0,0000	2,3033	13,893	11,390	0,0000	64,000	0,000	114,8	11,01	41	
13	1988	3,467	0,000	0,276	3,036	2,780	0,000	42,812	0,0000	2,5794	16,949	14,370	0,0000	64,000	0,000	118,7	10,93	42	
14	1989	3,424	0,000	0,254	3,094	2,840	0,000	46,236	0,0000	2,8329	20,042	17,210	0,0000	72,000	0,000	117,2	10,79	42	
15	1990	3,371	0,000	0,246	3,134	2,889	0,000	49,606	0,0000	3,0787	23,177	20,100	0,0000	72,000	0,000	115,4	10,70	43	
16	1991	3,365	0,000	0,217	3,154	2,937	0,000	52,972	0,0000	3,2961	26,331	23,030	0,0000	72,000	0,000	115,2	10,61	44	
17	1992	3,409	0,000	0,211	3,217	3,006	0,000	56,381	0,0000	3,5066	29,548	26,040	0,0000	80,000	0,000	116,8	10,57	44	
18	1993	3,359	0,000	0,216	3,284	3,068	0,000	59,741	0,0000	3,7231	32,832	29,110	0,0000	80,000	0,000	115,0	10,49	45	
19	1994	3,411	0,000	0,203	3,340	3,137	0,000	63,151	0,0000	3,9264	36,172	32,250	0,0000	80,000	0,000	116,8	10,46	45	
20	1995	3,438	0,000	0,183	3,375	3,192	0,000	66,590	0,0000	4,1094	39,548	35,440	0,0000	80,000	0,000	117,8	10,41	46	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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, одновременный 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 процесса. 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

1. Айвазян С. А.,
Беглаева 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. ИТС "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.,
Грейбили Ф. Статистические модели в геологии. М., "Мир", 1969.
8. Крылов А. П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений (принципы и методы). М., Госгостехиздат, 1962.
9. Курбанов А. К.,
Аганов 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. Госгостехиздат, 1961.

11. 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.
12. Кюнци Г.,
Крелле В. Нелинейное программирование. М., "Союз радио", 1965.
13. Ли Р. Оптимальные оценки, определение характеристик и управление. М., "Наука", 1966.
14. Мендельсон М.М.,
Швидлер М.И. Исследование эффективной проницаемости неоднородной пористой среды. Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ, "Недра", М., 1971.
15. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., "Недра", 1973.
16. Рождественский Б.Л.,
Яненко Н.Н. Системы квазилинейных уравнений и их приложения к газовой динамике. М., "Наука", 1968.
17. Хальд А. Математическая статистика с техническими приложениями. М., ИЛ, 1956.
18. Черный И.А. Подземная гидрогазодинамика, Гостоптехиздат, М., 1963, с. 326
19. 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, № 1, 1972.
21. 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 ψ_j пропластков каждого типа является нелинейной. Обычно она решается методом последовательных приближений. В рассматриваемой версии алгоритма число пропластков N и величины параметров α_j находят подбором вручную, а веса пропластков ψ_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 подпрограммы: EFCNAR, ARFA, LIRA, POSNON и подпрограммы - функции FINT.

Подпрограмма EFCNAR вычисляет для каждого из пропластков следующие эффективные характеристики:

- 1) средняя проницаемость;
- 2) дисперсия проницаемости;
- 3) коэффициент вариации;
- 4) эффективная проницаемость 2-мерного пласта (формула (I.1) $n = 2$).
- 5) эффективная проницаемость 3-х мерного пласта (формула (I.1), $n = 3$);
- 6) эффективная пористость (формула 3.5)

Программа ARFA вычисляет коэффициенты

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

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 составляющих пласт пропластков распределена по логнормальному закону. Если есть основания принимать закон распределения проницаемости в пропластках отличным от логнормального, то подпрограммы FINT и EFCNAR следует соответствующим образом изменить.

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

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

Подпрограмма **POSDPH** позволяет учесть условия неотрицательности, реализуя совместно с подпрограммой **LIRA** алгоритм квадратичного программирования. Кроме того, в программе используются следующие библиотечные подпрограммы: **SIMPS**, **FREQ**, **MATRIX**, **GRAPH3**

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 ψ_j . В этом случае $K_{пл}$ КВД может принимать произвольное значение в диапазоне $0 \leq K_{пл} \leq 10^3$.

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	ФОРМАТ	Примечание
1	M	I6	Объем выборки
2	LI	I4	Число пропластков
3	MI	I4	Число интервалов гистограммы
4	J2	I4	Число границ интерв. проницаемости (J2 = MI+1)
5	AKMI	EI4.7	Нижний предел проницаемости, принятый при подсчете запасов
6	AKPI	EI4.7	Средняя проницаемость пласта по КВД
7	DPL	EI4.7	Дисперсия $K_{ср}$ по КВД, принимаемая при расчетах приблизительно 10^{-4} - 10^{-6}
Следующий карт.	U	EI4.7	$U_i = \langle (\ln k - \langle \ln k \rangle)^2 \rangle$, LI
След. карт.	V	EI4.7	$V_i = \langle \ln k \rangle_i$ $i = 1, LI$
MI карт.	LP	I6	Число измерений проницаемости, попадающих в интервал K_{i-1} - K_i
J2 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_{CP} по КВД и с учетом K_{CP} 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 AK_i должны быть упорядочены, т.е. либо все $AK_i < AK_{i+1}$, либо все $AK_i > AK_{i+1}$;

б) минимальное расстояние между соседними AK_i , AK_{i+1} должно быть не менее $\frac{1}{200}$ общей длины интервала $AK_N - AK_1$.

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

```

1      PROGRAM SEDIM
2      DIMENSION PM(20,20),R(20,1)
3      *,AM(20,1)
4      *,AK(302)
5      *,SIGMA2(302)
6      *,Z(302)
7      *,X(20),Z1(302)
8      *,AM2(3250)
9      *,C1(20),D1(20)
10     *,U(20),V(20)
11     *,LP(302)
12     *,Z2(302)
13     *,OPM1(20)
14     *,OX(2)
15     *,R1(20)
16     *,ЭК2(20)
17     COMMON/БЛОК2/ L2,K2
18     COMMON/БЛОК11/ L
19     COMMON/БЛОК13/ L1
20     COMMON/БЛОК14/ AM
21     COMMON/БЛОК16/ REPS1,AEPS1
22     COMMON/БЛОК20/ AKMIN,ЭК2
23     COMMON/БЛОК18/ U,V
24     15 FORMAT(I6/I4/I4/I4/
25     *(E14.7))
26     READ 15,M,L1
27     *,M1,J2
28     *,AKMIN
29     *,AKПЛ
30     *,DПЛ
31     *,(U(I),I=1,L1)
32     *,(V(I),I=1,L1)
33     150 FORMAT(I6)
34     READ 150,(LP(K),K=1,M1)
35     151 FORMAT(E14.7)
36     READ 151,(AK(I),I=1,J2)
37     16 FORMAT(5X,'ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ'
38     */9X,'M=',I6/9X,'L1=',I4
39     */9X,'M1=',I4/9X,'J2=',I4
40     *)
41     PRINT 16,M,L1
42     *,M1,J2
43     207 FORMAT(1H0/36X,'ОБЪЕМ      ВНЕОРКИ-',2X,I6)
44     PRINT 207,M
45     208 FORMAT(1H0/36X,'ЧИСЛО      ПРОПЛАСТКОВ-',2X,I
46     4)
47     PRINT 208,L1
48     98 FORMAT(1H0/10X,'СРЕДНЯЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЛАС
49     ТА ПО КВД      АКПЛ=',
50     *F10.3,'мДАРСИ',10X,'DПЛ=',E12.3)
51     PRINT 98,AKПЛ,DПЛ
52     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 0 K2=10M3=1000N3=1
58 N10=2000NP=1
59 BETA=3.0REPS1=1,E-180AEP51=1,E-8
60 CALL EFCWAR(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))
SIGMA2(K)=(SQRT(M**2*BETA**2-4.*M*LP(K-1).
*2
**4.*M**2*LP(K-1)))/(A1*(AK(K)-AK(K-1)))
64
65 129 CONTINUE
66 SIGMA2(1)=0.
67 Z(1)=1.
68 IF(NP.NE.1) SIGMA2(1)=10000.
69 DO 134 I=1,M1
70 134 Z2(I)=Z(I+1)
71 M5=1
72 107 FORMAT(1H0/42X,'ИСХОДНАЯ ГИСТОГРАММА')
73 PRINT 107
74 68 FORMAT(1H0/10X,'Z',(11E10.3))
75 PRINT 68,(Z(I)),I=1,J2)
76 66 FORMAT(1H0/10X,'AK',(11F10.3))
77 PRINT 66,(AK(I)),I=1,J2)
78 B1=((1./L1)**3+(1-1./L1)**3)/6.
79 DO 58 I=1,L1
80 DO 59 J=1,L1
81 59 PM(I,J)=0.
82 58 PM(I,J)=B1
83 DO 57 J=1,L1
84 57 R(J,I)=1./L1
85 J5=1
86 ICOUNT=0
87 DO 37 L=1,J2
88 ICOUNT=ICOUNT+1
89 IF(L.EQ.M5) GO TO 103
90 CALL ARFA(AK)
91 GO TO 104
92 103 DO 105 I=1,L1
93 105 AM(I)=1.
94 104 CONTINUE
95 DO 13 I=1,L1
96 AM2(J5)=AM(I)
97 13 J5=J5+1
98 SIGMA=SIGMA2(L)**2
99 CALL L1RA(AM,PM,SIGMA,R,Z,L1,N3)
100 DO 51 I=1,L1
101 51 DPM(I)=SQRT(PM(I,1))
102 37 CONTINUE

```

```

103 106 FORMAT(1H0/35X, 'ОТНОСИТЕЛЬНАЯ      МОЩНОСТЬ
104          ПРОПЛАСТКОВ ')
105 PRINT 106
106 65 FORMAT(1H0/10X, 'R'/(10F12.3))
107 PRINT 65, (R(I), I=1, L1)
108 DO 301 I=1, L1
109 301 R1(I)=R(I)
110 L=1
111 OX(1)=АКПЛ
112 CALL LIRA(ЗК2, РМ, ОПЛ, R, OX, L1, N3)
113 CALL POSNOH(R, X, РМ, N10, M3, L1)
114 109 FORMAT(1H0/42X, 'ДИСПЕРСИЯ' R.)
115 PRINT 109
116 144 FORMAT(1H0/10X, 'DPM1(I)'/(10E12.3))
117 PRINT 144, (DPM1(I), I=1, L1)
120 120 FORMAT(1H0/22X, 'ОТНОСИТЕЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ПРО
          ПЛАСТКОВ С УЧЕТОМ ',
118 * 'ПОЛОЖИТЕЛЬНОСТИ И АКПЛ')
119 PRINT 120
120 108 FORMAT(1H0/10X, 'X'/(10F12.3))
121 PRINT 108, (X(I), I=1, L1)
122 I5=1
123 DO 53 J=1, J2
124 Z(J)=0.
125 Z1(J)=0
126 DO 52 I=1, L1
127 Z(J)=Z(J)+AM2(I5)*R1(I)
128 Z1(J)=Z1(J)+AM2(I5)*X(I)
129 52 I5=I5+1
130 53 CONTINUE
131 АКПЛВ=0.
132 DO 115 I=1, L1
133 115 АКПЛВ=АКПЛВ+X(I)*ЗК2(I)
134 116 FORMAT(1H0/20X, 'ЭФФЕКТИВНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ
          ДВУМЕРНОГО ПЛАСТА',
135 * '5X, 'АКПЛВ=', F10.3, '5X, '(MДАРСИ)')
136 PRINT 116, АКПЛВ
137 110 FORMAT(1H0/42X, 'ГИСТОГРАММА      МОДЕЛИ')
138 PRINT 110
139 PRINT 60, (Z(J), J=1, J2)
140 111 FORMAT(1H0/20X, 'ГИСТОГРАММА МОДЕЛИ С УЧЕТО
          М ПОЛОЖИТЕЛЬНОСТИ И ',
141 * 'АКПЛ')
142 PRINT 111
143 69 FORMAT(1H0/10X, 'Z1'/(11E10.3))
144 PRINT 69, (Z1(I), I=1, J2)
145 DO 153 J=1, M1
146 153 Z1(J)=Z1(J+1)
147 DO 140 J=1, M1
148 140 Z(J)=Z(J+1)
149 112 FORMAT(1H0/42X, 'ОБОЗНАЧЕНИЯ НА ГРАФИКЕ: '
150 * '20X, '0-ИСХОДНАЯ / ГИСТОГРАММА')

```

```

151 *20X, *Z-ГИСТОГРАММА МОДЕЛИ //
152 *20X, *U-ГИСТОГРАММА МОДЕЛИ С УЧЕТОМ ПОЯ
      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 *,ЗК2(20),ЗК3(20)
180 *,AK2(20),DIK(20),VAR(20),DK2(20)
181 EQUIVALENCE(DK2,DIK)
182 COMMON/БЛОК20/AKMIN,ЗК2
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 ЗК2(I)=AK2(I)/SQRT(1+VAR(I)**2)
190 ЗК3(I)=AK2(I)/((1,+VAR(I)**2)**(1./3,))
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

```



```

                б (2-Х МЕРНЫЙ ПЛАСТ)
200      *(МДАРСИ) //(BF12,3)
201      PRINT 94, (ЗК2(I), I=1, L1)
202  95 FORMAT(1H0/20X, 'ЭФФЕКТИВНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ
                б (3-Х МЕРНЫЙ ПЛАСТ)
203      *(МДАРСИ) //(BF12,3)
204      PRINT 95, (ЗК3(I), I=1, 1)
205  96 FORMAT(1H0/10X, 'M*/M' //(BF12,3))
206      PRINT 96, (У(I), I=1, L1)
207  97 FORMAT(1H0/10X, 'KMIN=', F10,3, 'МДАРСИ';
208      PRINT 97, АКMIN
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(302)
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, 0, K2)
227      CALL MATRIX(21, N3, N3, 0, 0, K2, SIGMA, K2, 0, K2)
228      O=1./O
229      CALL MATRIX(20, M3, N3, N3, G, L2, 0, 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), Y(20), AY(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(1)=X(1)+PM(I,J)*U(J)
252      2 CONTINUE
253      X(1)=R(I)+X(1)/2
254      W(I)=U(I)-2*X(I)/PM(I,1)
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/БЛОК17/ I
265      COMMON/БЛОК18/ U,V
266      FINT=1./((AK1*U(1)+SQRT(6,28318512))
267      **EXP(-(ALOG(AK1)-V(1))**2)/(2.*U(1)**2))
268      RETURN
269      END

```

П Р И Л О Ж Е Н И Е 2

Программа построения модифицированных
фазовых проницаемостей (PEFMEB)

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 насыщенных 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_w от осредненной насыщенности водой S_w с помощью формулы;

$$F_w = \left(\frac{S_{wm} - S_{wn}}{1 - S_{wn}} \right)^{3.5} \cdot \left\{ 1 - 2 \cdot \left[1 - \text{erf} \left(\frac{0.675 + C \cdot (S_w - S_{wn})}{\sqrt{E}} \right) \right] \right\}$$

где S_{wm} - максимальная водонасыщенность;

S_{wn} - насыщенность погребонной 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_w , а также печать коэффициента C .

Построенная таким образом непрерывная функция $F_w(S_w)$ используется далее в гидродинамическом блоке при построении непрерывных зависимостей $F_n(S_g, S_n)$, $F_r(S_g, S_n)$.

ВХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

№ п/п:	Идентификатор	Формат	Примечания
1	N	I2	Число пропластков, включая фиктивный пропласток с проницаемостью $K(I) = 0$.
2	SIGBП SIGBM SIGПП SIGNØ	4 F IO.3	Насыщенность погребенной водой Максимальная водонасыщенность Остаточная газонасыщенность Остаточная нефтенасыщенность
3	K	7 F IO.3	Массив проницаемостей пропластков, включая фиктивный пропласток с проницаемостью $K(I) = 0$. Размерность массива (I:N). При $N > 7$ требуется 2 или более карт.
4	M	7 F IO.3	Массив эффективных пористостей пропластков. Размерность массива (I : N)
5	P	7 F IO.5	Массив долей каждого пропластка в общей мощности пласта. Для фиктивного пропластка $P(I) = 0$. Размерность массива (I : N).

Пакет перфокарт

Для выхода на машину необходимо собрать следующий пакет перфокарт:

Шифр ...

Дент — 67 (XXX)~

Конец паспорта

* NAME — ...

* ASSIGN — LIBRARY — 1

* READ — TAPE — 67XXX

* EXECUTE

Входная информация

* END — FILE

DK

EKONEЦ

```

ALL
1 PROGRAM PERMEB
2 REAL L,M(30),M1(30),K(30),K1(30)
3 DIMENSION P(30),U(30),V(30),FW(30),SW(30)
4 DIMENSION SG(30,20),RPG(30,20),FG(30,20)
5 DIMENSION RPO(30,20),FO(30,20),SIGG(20),Z2
  (30)
6 DIMENSION FW1(30)
7 2 FORMAT(4F10,3)
8 3 FORMAT(12)
9 DATA({SIGG(J1)},J1=1,9)=0,1,0.2,0.3,0.4,0.5
  ,0.6,0.7,0.8,0.9)
10 4 FORMAT(7F10,3)
11 6 FORMAT(7F10,5)
12 65 FORMAT('C=',F6,3)
13 100 FORMAT(10X1H1,4X,F8,3,4X1H1,5X,F7,5,4X1H1,
  5X,F7,5,4X1H1,5X,F7,5,
14 *4X1H1,5X,F7,5,4X1H1,5X,F7,5,4X1H1)
15 110 FORMAT(6F15,6)
16 150 FORMAT(10X1H1,16X1H1,16X1H1,16X1H1,5X,F7,5
  ,4X1H1,5X,F7,5,4X1H1,
17 *5X,F7,5,4X1H1)
18 .81 FORMAT(2F15,5)
19 200 FORMAT(10X,"-----
  -----
  -----")
20 *
  -----
  -----
  -----")
21 230 FORMAT(E12,5)
22 250 FORMAT(10X,1H1,16X1H1,16X1H1,16X1H1,16X1H1
  ,16X1H1,16X1H1)
23 260 FORMAT(3F15,5)
24 270 FORMAT('ТАБЛИЦА СРАВНЕНИЯ',/4X,'SW(J)',10X,
  'FW(J)',10X,'FW1(J)')
25 300 FORMAT(10X,1H1,3X,10НАВОДОТНАЯ,3X1H1,4X,7
  НСРЕДНЯЯ,5X1H1,
26 *16НМОДИФИЦИРОВАННАЯ,1H1,4X,7НСРЕДНЯЯ,5X1H1,
  16НМОДИФИЦИРОВАННАЯ,
27 *1H1,16НМОДИФИЦИРОВАННАЯ,1H1/10X,1H1,2X,13Н
  ПРОНИЦАЕМОСТЬ,1X1H1,2X,
28 *12ННАСЫЩЕННОСТЬ,2X1H1,1X,13НОТНОСИТ,ПР-ТЬ,
  2X1H1,2X,
29 *12ННАСЫЩЕННОСТЬ,2X1H1,1X,13НОТНОСИТ,ПР-ТЬ,
  2X1H1,1X,
30 *13НОТНОСИТ,ПР-ТЬ,2X,1H1/10X,1H1,5X,6НМДАРС
  И,5X1H1,5X,5НВОДОЯ,
31 *6X1H1,5X,4НВОДОЯ,7X1H1,5X,5НГАЗОМ,6X1H1,5X,
  4НГАЗА,7X1H1,5X,
32 *5ННЕФТИ,6X1H1)
33 350 FORMAT(10X,1H1,16X1H1,6X,2НСВ,8X1H1,6X,2НФ
  W,8X1H1,6X,2НСГ,8X1H1,
34 *5X,2НФГ,9X1H1,6X,2НФО,8X1H1)
35 READ 3,N
36 READ 2,SIGBN,SIGBM,SIGBN,SIGNO

```

```

37 READ 4,(K(J),J=1,N)
38 READ 4,(M(J),J=1,N)
39 READ 6,(P(J),J=1,N)
40 N1=9
41 RPW=((SIGBM+SIGBN)/(1-SIGBN))*+3,5
42 PRINT 200
43 PRINT 250
44 PRINT 300
45 PRINT 250
46 PRINT 350
47 PRINT 250
48 PRINT 200
49 K1(1)=K(1)*P(1)

50 M1(1)=M(1)*P(1)
51 DO 10 J=2,N
52 K1(J)=K1(J-1)+K(J)*P(J)
53 10 M1(J)=M1(J-1)+M(J)*P(J)
54 DO 12 J=1,N
55 U(J)=M1(J)/M1(N)
56 V(J)=K1(J)/K1(N)
57 SW(J)=SIGBN*U(J)+SIGBM*(1-U(J))
58 FW(J)=RPW*(1-V(J))
59 DO 12 J1=1,N1
60 IF(SIGG(J1)-SIGFN)14,14,16
61 14 RPG(J,J1)=0000 TO 15
62 16 RPG(J,J1)=(1+3*(1-SIGG(J1)))+(SIGG(J1)-SIG
        GN)/(1-SIGFN))*+3,5
63 15 FG(J,J1)=RPG(J,J1)*V(J)
64 IF(SIGG(J1)-SIGFN)13,13,17
65 13 SG(J,J1)=SIGG(J1)000 TO 18
66 17 SG(J,J1)=SIGG(J1)*U(J)+SIGFN*(1-U(J))
67 18 IF(SIGG(J1)+SIGBN-1+SIGHO)22,20,20
68 20 RPO(J,J1)=0000 TO 21
69 22 RPO(J,J1)=(1+(2,4+16,5*SIGG(J1))*SIGBN)/((
        1-SIGHO-SIGG(J1)-SIGBN)/
70 *(1-SIGHO))*+2,8
71 FO(J,J1)=RPO(J,J1)*V(J)
72 12 CONTINUE
73 DO 23 J=1,N
74 PRINT 100,K(J),SW(J),FW(J),SG(J,1),FG(J,1)
        ,FO(J,1)

75 DO 30 J1=2,N1
76 PRINT 150,SG(J,J1),FG(J,J1),FO(J,J1)
77 30 CONTINUE
78 25 PRINT 200
79 C ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФИЦИЕНТА ДЛЯ АППРОКСИМАЦИИ
80 180 U=1.
81 GMIN=1000000.
82 190 S=0
83 DO 210 J=1,N
84 Z2(J)=2*(1-ERF((0,675+L*(SW(J)-SIGBN))/SQR
        T(2)))
85 210 S=S+(1-FW(J)/RPW-Z2(J))*+2

```

```

86      IF(S-CMIN)54,55,55
87      54 CMIN=50*W2=L
88      55 L=L+0,005
89      IF(L+20)190,190,220
90      220 PRINT 65,W2
91      PRINT 270
92      DO 250 J=1,N
93      FW1(J)=RPW*(1-2*(1-ERF((0,675+W2+(SW(J)-5I
      GBP))/SQRT(2))))
94      250 PRINT 260,SW(J),FW(J),FW1(J)
95      STOP
96      END

```


П Р И Л О Ж Е Н И Е 3

Программа гидродинамического расчета
технологических показателей (~~СОРВОВ~~)

И Н С Т Р У К Ц И Я

к программе гидродинамического расчета технологических показателей (GOWROW)

Назначение программы. Программа GOWROW 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 GOWROW написана на алгоритмическом языке FORTRAN. Расчет по этой программе возможен на любой ЭВМ, имеющей транслятор с языка FORTRAN 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 ~51000₈ слов. Если оперативная память используемой ЭВМ недостаточна, число узловых точек можно уменьшить. Для этого достаточно изменить описание размерностей массивов в операторах DIMENSION.

Программа включает 14 основных сегментов:

- PROGRAM GOWROW - головная программа;
- SUBROUTINE PRESS3 - подпрограмма, реализующая расчет поля насыщенностей;
- SUBROUTINE OOCW3 - подпрограмма, реализующая расчет дебитов скважин;
- SUBROUTINE WELL - подпрограмма, реализующая расчет дебитов скважин;

- SUBROUTINE RUN - подпрограмма, реализующая метод прогонки при расчете давления;
- SUBROUTINE ПЕЧАЛ - подпрограмма выдачи на широкоформатную печать рассчитанных технологических показателей разработки элемента пласта;
- SUBROUTINE SIMPS - подпрограмма вычисления интеграла по методу Симпсона;
- FUNCTION: Φ_1, Φ_2, Φ_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 Δx . Узлы разностной сетки нумеруются слева направо от $i = 1$ до $i = n + 1$. Ряды скважин снесются 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

Идентификатор величины, которой присваивается дво- дичное числовое значение	Фор- :mat :зво- :да :	Пример :Пробивки: :числа на: :перфо- :карте	Смысл вводимой величины
1	2	3	4
N	14	1 0 0	Число отрезков, на которое разбивается область тече- ния
ITER	14	3	Число итераций по нелиней- ности при счете давления
VAR0 VARL	14	2	Признак варианта задания граничных условий при X = 0 и X = L
КПЕЧ	14	50	Количество выдач результа- тов счета на АППУ

1	2	3	4
KGRAPH	I4	1	Признак выдачи графиков на АЦПУ 1 - выдача 2 - нет выдачи
OMEGA	E 12.5	12.5E4	Число куранта
SØ1 SW1 SØØ SWØ PO	E 12.5	0 0 0 0 0	Эти числа в данном варианте программы не требуются и можно положить их равным 0
ALPHA	E 12.5	90	Угол (в градусах) между осью X и вертикалью
DX	E 12.5	5. E3	Расстояние между узлами разностной сетки
DTPEЧ	E 12.5	3.1536 E7	Шаг выдачи на АЦПУ распределений P, ϕ , SW, SG
DTPEЧЭЛ	E 12.5	3.1536 E7	Шаг выдачи на АЦПУ расчетных данных по элементу
DTНАЧ	E 12.5	8.64E4	Начальный шаг по времени
REPS	E 12.5	1.0E-2	Константа для библиотечной п/п SIMPS
AEPS	E 12.5	1.0E-18	-"-
НПЛАСТ	E 12.5	1. E3	Мощность пласта
СЭКСПЛ	E 12.5		Коэффициент эксплуатации
ØХВАТ	E 12.5		
НРАДØВ	I4	10	Число рядов в элементе пласта

I	2	3	4
ЛРЯД	I 4	2	Массив признаков ряда: I - нагнетательный ряд, 2 - эксплуатационный фонтанирующий ряд, 3 - нагнетательный ряд, давший нефть (до освоения), 4 - эксплуатационный ряд на механизированной добыче, 5 - эксплуатационный ряд в газовой шапке Размерность массива ЛРЯД (I: КРЯДОВ)
ЧНФВ	E I2.5	I.EI	Количество новых эксплуатационных скважин по рядам. Для нагнетательного ряда ЧНФВ = 0. Для эксплуатационных рядов ЧНФВ равно количеству скважин в ряду. Размерность массива ЧНФВ (I: КРЯДОВ)
WФРМЕХ	E I2.5	I.56EI	Обводненность продукции, соответствующая переводу на механизированную добычу (в поверхх. условиях).
НЭЛ	I 4	5	Порядковый номер рассчитываемого элемента. При первом обращении принять НЭЛ = 100, что необходимо для организации каталога на м. ленте. При повторных обращениях для первого элемента НЭЛ=1, для второго - НЭЛ=2 и т.д.
КРАСИ	I 4	I	Признак выдачи на печать распределений P, SØ, SW, SG. 2 - выдача P, SØ, SW, SG. I - выдача P 0 - выдача этих величин не производится.

Идентификатор вели-	:	
чины, которой при-	Формат:	Смысл вводимой величины
связывается вводимое:	ввода	
числовое значение :	:	

I РЯД	I 4	Номер ряда (т.е. узла, моделирующего скважину)
KPEЖ	I 4	Режим скважины 0 - не работающая скважина 1 - нагнетательный ряд 2 - эксплуатационный ряд
SЖСКВ	EIO.3	Нефтенасыщенность на нагнетательной скважине; для эксплуатационной скважины можно положить SЖСКВ = 0.
SWСКВ	EIO.3	Водонасыщенность на нагнетательной скважине; для эксплуатационной скважины можно положить SWСКВ = 0.
PСКВ	EIO.3	Давление на скважине
RСКВ	EIO.3	Радиус скважины
RКОН	EIO.3	Радиус внутренней области, вычисляемый по методу Ю.П. Борисова $RКОН = \sigma/\alpha$ (σ - половина расстояния между скважинами в ряду)
ЖСКВ	EIO.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

1	2	3	4	5	6	10					20					30															
00	1	2	000	4	07	15	0000000	0	85	0000000	0	200	0000000																		
P P Я Д К Р Е Ж						S Ø С К В					S W С К В					P С К В															
40						50					60					70															
10.00000000										5000.000000										1.50000000											
P С К В										P К Ø Н										Ч С К В											

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
FUNCTION A(X)	Поперечное сечение элемента пласта	см
FUNCTION BØ (P, SØ, SW)	Объемные коэффициенты нефти, воды и газа	
FUNCTION BW (P, SØ, SW)		
FUNCTION BG (P, SØ, SW)		
FUNCTION RØ (P, SØ, SW)	Растворимость газа в нефти и воде	
FUNCTION RW (P, SØ, SW)		
REAL FUNCTION MUØ(P, SØ, SW)	Вязкость нефти, воды и газа	сП
REAL FUNCTION MUW(P, SØ, SW)		
REAL FUNCTION MUG(P, SØ, SW)		
FUNCTION GAMØ (P, SØ, SW)	Удельные веса нефти, воды и газа	кг/см ³
FUNCTION GAMW (P, SØ, SW)		
FUNCTION GAMG (P, SØ, SW)		
REAL FUNCTION M (P)	Пористость пласта	
REAL FUNCTION KX (X)	Абсолютная проницаемость, умноженная на СЭКПД	Д
FUNCTION FØ (SØ, SW)	Относительные проницаемости для нефти, воды и газа	
FUNCTION FW (SØ, SW)		
FUNCTION FG (SØ, SW)		

1	2	3
FUNCTION WST1 (T) FUNCTION WSTØ (T) FUNCTION WSTW1(T) FUNCTION WSTG1(T)	Суммарный расход и расходы компонент на внешней границе $X = 0$	см ³ /сек
FUNCTION WST2 (T) FUNCTION WSTØ2(T) FUNCTION WSTW2(T) FUNCTION WSTG2(T)	Суммарный расход и расходы компонент на внешней границе $X = L$	см ³ /сек
FUNCTION P1 (T) FUNCTION P2 (T)	Давление на внешних границах $X = 0$ и $X = L$	ат
SUBROUTINE PSINIT (X, P, SØ, SW)	Начальные распределения P, SØ, SW по координате X	
FUNCTION DER (P, SØ, SW)	Производная $(m/B_T)'_P$	
FUNCTION DERØ(P, SØ, SW)	Производная $(R_H - B_H/B_T)'_P$	
FUNCTION DERW(P, SØ, SW)	Производная $(R_B - B_B/B_T)'_P$	
FUNCTION DER1(P, SØ, SW)	$P(m/B_T)'_P - (m/B_T)$	
FUNCTION DERØ(P, SØ, SW)	$P(R_H - B_H/B_T)'_P - (1+R_H - B_H/B_T)$	
FUNCTION DERW1(P, SØ, SW)	$P(R_B - B_B/B_T)'_P - (1+R_B - B_B/B_T)$	

Формирование колоды перфокарт (пакета задачи)

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

Назначение перфокарты :	
Шифр задачи	ШИФР $\underline{\hspace{1cm}}$ XX...XX $\underline{\hspace{1cm}}$ BC2 ⁻ 12 символов
Заказ МЛ	ЛЕНТ $\underline{\hspace{1cm}}$ 41 (80-3П) ⁻ мат.номер номер бабины
Заказ трактов Барабана	ТРАК $\underline{\hspace{1cm}}$ 60 ⁻
Заказ листов АЦПУ	АЦПУ $\underline{\hspace{1cm}}$ 20 ⁻
Заказ времени счета	ВРЕМЯ $\underline{\hspace{1cm}}$ 01 30 00 ⁻ часы мин. сек.
Стандартная системная карта (паспорт)	
Фамилия пользователя	* NAME $\underline{\hspace{1cm}}$ ИВАН Ø В
Заказ стандартной библиотечной ленты	* ASSIGN $\underline{\hspace{1cm}}$ LIBRARY 1
Отказ от печати программы	* MØ $\underline{\hspace{1cm}}$ LIST
Считывание и трансляция программы СМД	READ $\underline{\hspace{1cm}}$ TAPE $\underline{\hspace{1cm}}$ 41171
Подпрограммы, описывающие пласт и фильтрующиеся фазы	
Карта загрузки задачи в оперативную память для счета	* EXECUTE
Перфокарты с константами	
Перфокарты с данными по рядам	
Перфокарта признака конца пакета задачи	* END $\underline{\hspace{1cm}}$ FILE
Стандартная системная карта	Диспетчерский конец
Стандартная системная карта	E-KONEЦ

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),QSU
UM(10)
9 DIMENSION GORAT(10),WORAT(10),GWRAT(10)
10 DIMENSION IPЯД(10),КРЕЖ(10),СОСКВ(10),SWСК
B(10),
11 *РСКВ(10),РСКВ(10),РКОН(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,ДТПЕЧ
21 COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,ТПЕЧ
22 COMMON/БЛОК8/ IPЯД,КРЕЖ,СОСКВ,SWСКВ,РСКВ,RC
KB,РКОН,ЧСКВ
23 COMMON /БЛОК7/ REPS,AEPS,НПЛАСТ
24 COMMON/БЛОК11/НПЯДОВ,СЭКСПЛ,ОХВАТ
25 COMMON/БЛОК22/ ДТПЧЭЛ,ТПЧЭЛ,ТПЧЭЛ1,АQNЭЛ1,
AQЖЭЛ1,АQBЭЛ1;AQГЭЛ1,ZNЭЛ
26 COMMON/БЛОК21/ QO,QW,QG,Q,QOSUM,QWSUM,QGSU
M,QSUM
27 COMMON/БЛОК20/ GORAT,WORAT,GWRAT,FRACO
28 COMMON/БЛОК23/ЧНОВ(10),LПЯД(10),QОНОВ(10),
QOSUMH(10),AQOH1
29 COMMON/БЛОК25/НЭЛ,ЛЗАЛ,L,ЭЛЕМ(2100),QOSUM1
(10),QWSUM1(10)
30 READ1,N,ITER,VARO,VARL,КПЕЧ,КГРАФН,OMEGA,
31 *ALPHA,OX,ДТПЕЧ,ДТПЧЭЛ
32 1 FORMAT(14/14/14/14/14/14/(E12.5))
33 READ 3,ДТНАЧ
34 READ3,REPS,AEPS,НПЛАСТ
35 READ 3,СЭКСПЛ,ОХВАТ
36 3 FORMAT(E12.5)
37 READ 33,НПЯДОВ
38 READ 33,(LПЯД(J),J=1,НПЯДОВ)
39 READ 3,(ЧНОВ(J),J=1,НПЯДОВ),WORMEX
40 READ 33,НЭЛ,КРАСП
41 33 FORMAT(14)
42 READ30, (IPЯД(J),КРЕЖ(J),СОСКВ(J),SWСКВ(J),
РСКВ(J),РСКВ(J),
43 *РКОН(J),ЧСКВ(J),J=1,10)

```

```

44 30 FORMAT(2I4,6E10,3)
45 PRINT2,N,ITER,VARO,VARL,КПЕЧ,КГРАРН,ОМЕГА,
46 *ALPHA,DX,DTПЕЧ,DTПЧЭЛ
47 2 FORMAT(10X,2HN=,I4/10X,5HITER=,I4/
48 *10X,5HVARO=,I4/10X,5HVARL=,I4/
49 *10X,5HKПЕЧ=,I4/10X,7HKГРАРН=,I4/
50 *10X,6HОМЕГА=,E12,5/
51 *10X,6HALPHA=,E12,5/10X,3HOX=,F12,5/
52 *10X,6HDTПЕЧ=,E12,5/10X,7HDTПЧЭЛ=,E12,5)
53 PRINT4,DTMAЧ
54 4 FORMAT(10X,6HDTMAЧ=,E12,5)
55 PRINT 3I REPS,AEPS,НПЛАСТ
56 31 FORMAT(10X,5HREPS=,E12,5/10X,5HAEPS=,E12,5
57 *10X,7HНПЛАСТ=,E12,5)
58 PRINT34,НПРЯДОВ
59 34 FORMAT(10X,7HНПРЯДОВ=,I4)
60 PRINT8,НПЛАСТ,СЭКСПЛ,ОХВАТ,ALPHA
61 8 FORMAT(10X,39HМОЩНОСТЬ НПЛАСТ(ОХВАЧЕННАЯ В
62 ОЗДЕЙСТВ.),=,E12,5,3H CM/
63 *10X,41HКОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С
ЭКСПЛ=,E12,5/
64 *10X,39HКОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОХ
ВАТ=,E12,5/
65 *10X,27HУГОЛ НАКЛОНА ПЛАСТА ALPHA=,E12,5/)
66 PRINT 32,(IPЯД(J),КРЕЖ(J),SOCKB(J),SWCKB(J
),PCKB(J),RCKB(J),
67 *RКОН(J),ЧСКВ(J),J=1,10)
32 FORMAT(1H0/'IPЯД',1X,'КРЕЖ',3X,'SOCKB',5X,
'SWCKB',5X,'PCKB',
68 *6X,'RCKB',6X,'RКОН',6X,'ЧСКВ',(2I4,6E10,3)
)
69 ALPHA=ALPHA*3,14159265/180.
70 COSA=COS(ALPHA)
71 SO1=0.
72 SW1=0.
73 SO0=0.
74 SW0=0.
75 PO=0.
76 N1=N+1
77 X1=0.
78 DO 9 I=1,N1
79 CALL PSINJT(X1,P(I),SO(I),SW(I))
80 CO(I)=M(P(I))*SO(I)/BO(P(I),SO(I),SW(I))
81 CW(I)=M(P(I))*SW(I)/BW(P(I),SO(I),SW(I))
82 X1=X1+DX
83 9 CONTINUE
84 ZHЭЛ=0.
85 X1=DX
86 DO 50 I=2,N
87 ZHЭЛ=ZHЭЛ+DX*(X1+CO(I))
88 X1=X1+DX.

```

```

89
90 50 CONTINUE
91   ZH3Л=ZH3Л+(A(0.)*CO(1)+A(X1)*CO(N1))*DX/2.
92   ZH3Л=ZH3Л/OXBAT
93   AQH3Л1=0.
94   AGЖ3Л1=0.
95   AGB3Л1=0.
96   AГГ3Л1=C.
97   TPЧ3Л1=0.
98   TPЧ3Л=0.
99   TПEЧ=0.
100  AQOH1=0.
101  I3AN=0
102  L=1
103  T=0.
104  DT=DTNAЧ
105  DO 51 J=1,10
106  QOSUM(J)=0.
107  QWSUM(J)=0.
108  Q6SUM(J)=0.
109  QSUM(J)=0.
110  QOSUMH(J)=0.
111  QOSUM1(J)=0.
112  QWSUM1(J)=0.
113 51 CONTINUE
114  IF(N3Л.GT.100)GO TO 150
115  CALL FCOLD(1)
116  GO TO 151
117 150 CALL FCNEW(1)
118  N3R=1
119 151 CALL FCATAL(1)
120  INDEX=0
121 10 CALL PRESS3
122  DC 65 J=1,10
123  I=IPPA(J)
124  IF(KPEX(J),EQ.0) GO TO 68
125  IF(KPEX(J),EQ.1) GO TO 66
126  SOI=50(I)
127  SWI=SW(I)
128  GO TO 67
129 66 SOI=SOCKB(J)
130  SWI=SWCKB(J)
131 67 X1=(I-1)*DX
132  KX1=KX(X1)
133  CALL WELL(KX1,P(I),SOI,SWI,
  *PCKB(J),RCKB(J),RKOH(J),4CKB(J),Q(J),QO(J)
  ,QW(J),QG(J),QDER(J))
134  ROHOB(J)=QO(J)/4CKB(J)*4HOB(J)
135  GO TO 69
136 68 RO(J)=0.
137  QW(J)=0.
138  QG(J)=0.
139  Q(J)=0.

```

```

140      QOHOB(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)+QOHOB(J)*DT
146      IF(KPEX(J),EQ,0) GO TO 65
147      IF(KPEX(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      LPRD(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)=SQ1
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,TP43N)GO TO 10
170      IF(T,GT,3.1536E7)I3AN=1
171      CALL PE43N
172      IF(T,LE,3.1536E7)GO TO 160
173      DO 161 J=1,NP40B
174      161 CHOB(J)=0,
175      160 TP43N=TP43N+DTN43N
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)+SQ(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,TP44)GO TO 15

```

```

192      IF (KPACT.EQ,0)GO TO 17
193      PRINT 11
194      11 FORMAT(1H0/50X,'ДАВЛЕНИЕ P'/)
195      PRINT 12,(P(I),I=1,N1)
196      12 FORMAT(10F12,5)

197      IF (KPACT.EQ,1)GO TO 17
198      PRINT 13
199      13 FORMAT(1H0/50X,'НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ SO'/)
200      PRINT 12,(SO(I),I=1,N1)
201      PRINT 14
202      14 FORMAT(1H0/50X,'ВОДОНАБЫЩЕННОСТЬ SW'/)
203      PRINT 12,(SW(I),I=1,N1)
204      DO 5,I=1,N1
205      5 S(I)=1.-SO(I)-SW(I)
206      PRINT 6
207      6 FORMAT(1H0/50X,'ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ SG'/)
208      PRINT 2,(S(I),I=1,N1)
209      17 TPЕЧ=TPЕЧ+CTПЕЧ
210      15 КПЕЧ=КПЕЧ-1
211      IF (КПЕЧ,LE,0)GO TO 155
212      GO TO 10
213      155 CALL MAKNAM('ЭЛЕ',NЭЛ,IT)
214      CALL FWRITE(1,IT,ЭЛЕМ,2100)
215      CALL FCLOS(1)
216      CALL FCOLD(1)
217      CALL FCATAL(1)
218      CALL EXIT
219      END
220      SUBROUTINE ПЕЧЭЛ
221      DIMENSION QO(10),QW(10),QG(10),R(10)
222      DIMENSION QOSUM(10),QWSUM(10),QGSUM(10),QS
           UM(10)
223      DIMENSION GORAT(10),WORAT(10),GWRAT(10)
224      DIMENSION IPЯД(10),КРЕЖ(10),СОСКВ(10),SWСК
           В(10),
225      *PCKB(10),RCKB(10),RKON(10),ЧСКВ(10)
226      DIMENSION FRACO(10)
227      COMMON/БЛОК5/ ALPHA,N,DX,CTПЕЧ
228      COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,TPЕЧ
229      COMMON/БЛОК8/ IPЯД,КРЕЖ,СОСКВ,SWСКВ,PCKB,R
           СКВ,RKON,ЧСКВ
230      COMMON/БЛОК21/ QO,QW,QG,Q,QOSUM,QWSUM,QGSU
           M,QSUM
231      COMMON/БЛОК20/ GORAT,WORAT,GWRAT,FRACO
232      COMMON/БЛОК22/ DTПЧЭЛ,TPЧЭЛ,TPЧЭЛ1,AQHЭЛ1,
           AQЖЭЛ1,AQBЭ1,AQGЭ1,ZHЭЛ
233      COMMON/БЛОК11/ NПЯДОВ,СЭКСПЛ,ОХВАТ
234      COMMON/БЛОК23/ЧНОВ(10),LPЯД(10),QОНОВ(10),
           QOSUMH(10),AQOH1
235      COMMON/БЛОК25/НЭЛ,ТЭЛП,L,ЭЛЕМ(2100),QOSUM1
           (10),QWSUM1(10)
236      T1=T/(365.*86400.)
237      DT1=(T-TPЧЭЛ1)/(365.*86400.)
238      TPЧЭЛ1=T

```



```

239      T=T/86400.
240      GAMOST=GAMO(1.,1.,0.)
241      DO 10 J=1,NPРЯДОВ
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      PRINT 103,T,T1
253      PRINT 6
254
255      6 FORMAT(1H0/30X,35НТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕ
ЛИ ПО РЯДАМ/)
256
257      PRINT35
258      35 FORMAT(1H0/7X,1HJ,5X,5HQO,9X,5HQW,9X
,5HQG,9X,5HQ
*9X,5HQOSUM,9X,5HQWSUM,9X,5HQGSUM,9X,5HQSUM
/)
259
260      PRINT 7
261      7 FORMAT(1H0/12X,5HT/СУТ,9X,11HH.КУБ,М/СУТ,3
X,11HH.КУБ,М/СУТ,3X,
*11HH.КУБ,М/СУТ,6X,1HT,10X,7HH.КУБ,М,7X,7HH
.КУБ,М,7X,7HH.КУБ,М/)
262      PRINT36,(J,QO(J),QW(J),QG(J),Q(J),
*QOSUM(J),QWSUM(J),QGSUM(J),QSUM(J),J=1,NPР
ДОВ)
263
264      36 FORMAT(18,BE14.5)
265      DO 42 J=1,NPРЯДОВ
266      IF(КРЕЖ(J).EQ.0) GO TO 37
267      IF(КРЕЖ(J).EQ.1) GO TO 38
268      PRINT 39,J,РСКВ(J),GORAT(J),WORAT(J),FRACO
(J)
269      39 FORMAT(/7X,2HJ=,12,8H (ЭКСП.),5X,5HРСКВ=,F
12.5,
*5X,6HGORAT=,E12.5,5X,6HWORAT=,E12.5,5X,17H
ДОЛЯ НЕФ. В ЖИД.=,F5.3)
270
271      GO TO 42
272      37 PRINT40,J
273      40 FORMAT(/7X,2HJ=,12,8H (ВЫКП.))
274      GO TO 42
275      38 PRINT41,J,РСКВ(J),GWRAT(J)
276      41 FORMAT(/7X,2HJ=,12,8H (НАГН.),5X,5HРСКВ=,F
12.5,5X,6HGWRAT=,E12.5)
277
278      42 CONTINUE
279      T=T*86400.
280      DO 11 J=1,NPРЯДОВ
281      QO(J)=QO(J)/(GAMOST*86.4)
282      QW(J)=QW(J)/0.0864

```

```

281      QG(J)=QG(J)/0.0864
282      Q(J)=Q(J)/0.0864
283      QOSUM(J)=QOSUM(J)/(GAMOST*0.001)
284      QWSUM(J)=QWSUM(J)/1.E-6
285      QGSUM(J)=QGSUM(J)/1.E-6
286      QSUM(J)=QSUM(J)/1.E-6
287  11 CONTINUE
288      QH3Л=0.
289      QВ3Л=0.
290      QR3Л=0.
291      QЖ3Л=0.
292      AQH3Л=0.
293      AQB3Л=0.
294      AQR3Л=0.
295      AQЖ3Л=0.
296      AQB3Л=0.
297      AQR3Л=0.
298      ЧСКВ3=0.
299      ЧСКВН=0.
300      ЧСКНОВ=0.
301      ЧСКСТ=0.
302      ЧСЭНАГ=0.
303      ЧМEX=0.
304      ЧГШ=0.
305      QГШ=0.
306      AQОНАГ=0.
307      AQОМEX=0.
308      AQЖМEX=0.
309      AQRШ=0.
310      AQОН=0.
311      DO 92 J=1,NPРЯДОВ
312      IF(KPEЖ(J),EQ,1) GO TO 91
313      QH3Л=QH3Л+QO(J)
314      QВ3Л=QВ3Л+QW(J)
315      QR3Л=QR3Л+QO(J)
316      QЖ3Л=QЖ3Л+QO(J)+QW(J)
317      AQH3Л=AQH3Л+QOSUM(J)
318      AQB3Л=AQB3Л+QWSUM(J)
319      AQR3Л=AQR3Л+QGSUM(J)
320      AQЖ3Л=AQЖ3Л+QOSUM(J)+QWSUM(J)
321      IF(KPEЖ(J),EQ,0) GO TO 92
322      ЧСКВ3=ЧСКВ3+ЧСКВ(J)
323      GO TO 92
324  91 AQB3Л=AQB3Л+QWSUM(J)
325      AQR3Л=AQR3Л+QGSUM(J)
326      ЧСКВН=ЧСКВН+ЧСКВ(J)
327  92 CONTINUE
328      DO 50 J=1,NPРЯДОВ
329      AQОН=AQОН+QOSUMH(J)*GAMOST*0.001
330      ЧСКНОВ=ЧСКНОВ+ЧНОВ(J)
331      IF(LPРЯД(J),LT,3) GO TO 50
332      IF(LPРЯД(J),GT,3) GO TO 51
333      AQОНАГ=AQОНАГ+QOSUM(J)*GAMOST*0.001

```

```

334      ЧСЗНАГ=ЧСЗНАГ+ЧСКВ(J)
335      GO TO 50
336 51 IF(LPЯД(J),EQ,5)GO TO 52
337      ЧМEX=ЧМEX+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+QOSUM(J)*1,E-6
343 50 CONTINUE
344      ЕТАЗЛ=-AQНЭЛ/ЗНЭЛ
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      AQВЭЛ1=AQВЭЛ*1,E-6
360      AQГЭЛ1=AQГЭЛ*1,E-6
361      QВЭЛ1=AQВЭЛ-AQВЭЛ1
362      QГЭЛ1=AQГЭЛ-AQГЭЛ1
363      AQВЭЛ1=AQВЭЛ1
364      AQГЭЛ1=AQГЭЛ1
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
      УВ.М/ТОНН',E10,3/
372      *4X,'НАКОПЛ.(ЗА ДТ=',F8,4,' ЛЕТ) QНЭЛ1, ТОНН
      ',5X,E10,3,3X,
373      *'10, НЕФТЕОТДАЧА ЕТАЗЛ',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) QВЭЛ, Н.КУБ.М',9X,E1
      0,3)
378 101 FORMAT(X,'3, ОБВОДНЕНН-ТЬ ПРОДУКЦИ. WRЭЛ, Н.
      КУБ.М/Н, КУБ.М ',E10,3,

```

379 *3X,4IN12, ОБЪЕМ ЗАКАЧАННОЙ ВОДЫ ДQВЗЭЛ,Н.
КУБ,М,9X,E10,3/
380 *X,4, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР ГФЭЛ,Н,КУБ,М/ТОНН,1
9X,E10,3,3X,
381 *13, РАСХОД ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА,31X/
382 *X,5, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР НЕФТИ ДQНЭЛ,ТОНН,
,8X,E10,3,9X,
383 **3A DT=,F8,4, ЛЕТ) QГЗЭЛ,Н,КУБ,М,9X,E
10,3/
384 *X,6, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ВОДЫ ДQВЭЛ,Н,КУБ.
М,6X,E10,3,3X,
385 *42N14, ОБЪЕМ ЗАКАЧАННОГО ГАЗА ДQГЗЭЛ,Н,КУ
Б,М,8X,E10,3)
386 102 FORMAT(X,7, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ГАЗА ДQГЭЛ
,Н,КУБ,М,6X,E10,3,3X,
387 *15, КОЛ-ВО ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦ,СКВАЖИН
ЧСКВЭ,2X,F10,3/
388 *X,8, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТИ ДQЖЭЛ,Н,
КУБ,М,9X,E10,3,3X,
389 *16, КОЛ-ВО ДЕЙСТВУЮЩИХ НАГНЕТАТ,СКВАЖИН
ЧСКВН,2X,F10,3)
390 PRINT 100,QНЭЛ,ВНОЭЛ,DT1,QНЭЛ1,ЕТАЭЛ,QЖЭЛ,
DT1,QЖЭЛ1,DT1,QВЗЭЛ
391 PRINT 101,WRЭЛ,ДQВЗЭЛ,ГФЭЛ,ДQНЭЛ,DT1,QГЗЭЛ
,ДQВЭЛ,ДQГЗЭЛ
392 PRINT 102,ДQГЭЛ,ЧСКВЭ,ДQЖЭЛ,ЧСКВН
393 PRINT 55,ЧСЭНАГ,DT1,QНЭЛ1Н,ДQОМЕХ,DT1,QНЭЛ
1С
394 PRINT 56,ЧСКНОВ,ДQЖМЕХ,ЧСКСТ,ЧМЕХ,ДQОНАГ,Д
QГШ
395 55 FORMAT(/,X,17, ОТБОР НЕФТИ ИЗ НОВЫХ СКВАЖ
ИН,27X,
396 *122, КОЛИЧЕСТВО НАГН,СКВАЖИН,ДАЮЩИХ НЕФТЬ
ЧСЭНАГ,2X,F10,3/
397 *6X,(3A DT=,F8,4, ЛЕТ) QНЭЛ1Н,ТОНН,9X,E
10,3,3X,
398 *123, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР НЕФТИ ИЗ МЕХАНИЗИРО
ВАННЫХ,/
399 *X,18, ОТБОР НЕФТИ ИЗ ПЕРЕШЕДШИХ СКВАЖИН,
46X,
400 *1СКВАЖИН ДQОМЕХ,ТОНН,6X,E10,3/
401 *6X,(3A DT=,F8,4, ЛЕТ) QНЭЛ1С,ТОНН,9X,E.
10,3,3X,
402 *124, НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТИ ИЗ МЕХ,НИЗ
ИРОВАННЫХ,)
403 56 FORMAT(X,19, КОЛИЧЕСТВО НОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦ,
СКВАЖИН ЧСКНОВ,9,3,
*27X,1СКВАЖИН ДQЖМЕХ,Н,КУБ,М,3X,E10,3/
404 *X,20, КОЛИЧЕСТВО ПЕРЕШЕДШИХ ЭКСПЛУАТ,СКВ-
405 Н ЧСКСТ,9,3,3X,
406 *125, КОЛИЧЕСТВО МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИН
ЧМЕХ,2X,F10,3/

```

407 *X, '21. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР НЕФТИ ИЗ МАГНЕТ.С
      КВАЖИН', 14X,
408 *'26. НАКОПЛЕННЫЙ ОТБОР ГАЗА ИЗ СКВАЖИН ГАЗ
      ОВОЙ'/
409 *31X, 'АДОНАГ, ТОНН', E10, 3, 26X,
410 *ШАПКИ АҚШ, Н. КУБ, М', E10, 3)
411 IF (IЗАП, EQ, 0) GO TO 60
412 ЭЛЕМ(L) = QНЗЛ1
413 ЭЛЕМ(L+1) = QЖЗЛ1
414 ЭЛЕМ(L+2) = AQНЗЛ
415 ЭЛЕМ(L+3) = AQВЗЛ
416 ЭЛЕМ(L+4) = AQГЗЛ
417 ЭЛЕМ(L+5) = AQЖЗЛ
418 ЭЛЕМ(L+6) = QВЗЗЛ
419 ЭЛЕМ(L+7) = AQВЗЭЛ
420 ЭЛЕМ(L+8) = QГЗЗЛ
421 ЭЛЕМ(L+9) = AQГЗЭЛ
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) = AQШ
429 ЭЛЕМ(L+17) = QНЗЛН
430 ЭЛЕМ(L+18) = QНЗЛ1С
431 ЭЛЕМ(L+19) = ЧСКНОВ
432 ЭЛЕМ(L+20) = ЧСКСТ
433 L = L + 21
434 60 RETURN
435 END
436 SUBROUTINE COSW3
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 WQ1(502), WW1(502)
443 DIMENSION IPЯД(10), КРЕЖ(10), СОСКВ(10), SWСК
      В(10),
444 *РСКВ(10), РСКВ(10), РКОН(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/БЛОК3/ ALPHA, N, OX, ДТПЕЧ
451 COMMON/БЛОК6/ IPЯД, КРЕЖ, СОСКВ, SWСКВ, РСКВ, RC
      КВ, РКОН, ЧСКВ
452 N1 = N + 1
453 N2 = N + 2
454 X1 = 0,
455 DO 1 I = 1, N1

```

```

456      W=A(X1)*KX(X1)
457      W01(I+1)=W/(B0(P(I),SO(I),SW(I))*
458      *MUD(P(I),SO(I),SW(I)))
459      WW1(I+1)=W/(BW(P(I),SO(I),SW(I))*
460      *MUW(P(I),SO(I),SW(I)))
461  1  X1=X1+DX
462      DO 2 I=2,N1
463      W01(I)=(W01(I)+W01(I+1))/2.
464  2  WW1(I)=(WW1(I)+WW1(I+1))/2.
465      DO 3 I=2,N1
466      W01(I)=W01(I)*((P(I)-P(I-1))/DX+
467      *(GAMO(P(I),SO(I),SW(I))+
468      *GAMO(P(I-1),SO(I-1),SW(I-1)))*COSA/2.)
469  3  WW1(I)=WW1(I)*((P(I)-P(I-1))/DX+
470      *(GAMW(P(I),SO(I),SW(I))+
471      *GAMW(P(I-1),SO(I-1),SW(I-1)))*COSA/2.)
472      WMAX=0.
473      DO 33 I=2,N1
474      WABS=ABS(W01(I))
475      IF(WABS.GT.WMAX) WMAX=WABS
476      WABS=ABS(WW1(I))
477      IF(WABS.GT.WMAX) WMAX=WABS
478  33 CONTINUE
479      TN=T
480      ?=T+DT
481      D1=DT/DX
482  5  DO11 I=2,N1
483      IF(W01(I))6,7,7
484  6  W01(I)=W01(I)*FO(SO(I),SW(I))
485      GO TO 8
486  7  W01(I)=W01(I)*FO(SO(I-1),SW(I-1))
487  8  IF(WW1(I))9,10,10
488  9  WW1(I)=WW1(I)*FW(SO(I),SW(I))
489      GO TO 11
490  10 WW1(I)=WW1(I)*FW(SO(I-1),SW(I-1))
491  11 CONTINUE
492      CO(1)=CO(1)-
493      *(W01(2)-WSTO1(TN))*2.*D1/A(0.)
494      CW(1)=CW(1)-
495      *(WW1(2)-WSTW1(TN))*2.*D1/A(0.)
496      X1=DX
497      DO 12 I=2,N
498      CO(I)=CO(I)-
499      *(W01(I+1)-W01(I))*D1/A(X1)
500      CW(I)=CW(I)-
501      *(WW1(I+1)-WW1(I))*D1/A(X1)
502  12 X1=X1+DX
503      CO(N1)=CO(N1)-
504      *(WSTO2(TN)-W01(N1))*2.*D1/A(X1)
505      CW(N1)=CW(N1)-
506      *(WSTW2(TN)-WW1(N1))*2.*D1/A(X1)
507      DO .65 J=1,10
508      I=IPAD(J)

```

```

509     IF(KPEЖ(J),EQ,0) GO TO 65
510     IF(KPEЖ(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 IPЯД(10),KPEЖ(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,ОМЕГА
537     COMMON/БЛОК4/VARO,VARL,SO1,SW1,SO,SWO,PO
538     COMMON/БЛОК5/ALPHA,N,DX,DTПЕЧ
539     COMMON/БЛОК6/COSA,WMAX,DT,T,ТПЕЧ
540     COMMON/БЛОКВ/IPЯД,KPEЖ,SOCKB,SWCKB,PCKB,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

```

```

557      22 DFG=FG(SO(I+1),SW(I+1))
558      23 Z2=DFG*(A(X1)+KX(X1)/
559      *(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.
560      Y2=Z2*FG
561      AP(I)=Z1
562      BP(I)=Z2
563      Z1=Z2
564      FP(I)=Y2-V1
565      V1=Y2
566      X1=X1+DX
567      51 CONTINUE
568      AP(N1)=Z1
569      BP(N1)=0.
570      FP(N1)=V1
571      DO 52 I=1,N
572      52 CP(I+1)=(RO(P(I),SO(I),SW(I))+RO(P(I+1),SO
      (I+1),SW(I+1)))/2.
574      CP(I)=0.
575      X1=0.
576      Z1=0.
577      Y1=0.
578      DO 53 I=1,N
579      FO=(GAMO(P(I),SO(I),SW(I))+GAMO(P(I+1),SO(
      I+1),SW(I+1)))*COSA/2.
580.      IF(FO+(P(I+1)-P(I))/DX)24,24,25
581      24 DFO=FO(SO(I),SW(I))
582      GO TO 26
583      25 DFO=FO(SO(I+1),SW(I+1))
584      Z2=DFO
585      *(A(X1)+KX(X1))/(BO(P(I),SO(I),SW(I))*MUO(P
      (I),SO(I),SW(I)))+
586      *A(X1+DX)*KX(X1+DX)/
587      *(BO(P(I+1),SO(I+1),SW(I+1))*MUO(P(I+1),SO(
      I+1),SW(I+1))))/2.
588      Y2=Z2*FO
589      HO=BO(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I)
      )-
590      *RO(P(I),SO(I),SW(I))
591      AP(I)=AP(I)+Z1*(HO+CP(I))
592      BP(I)=BP(I)+Z2*(HO+CP(I+1))
593      Z1=Z2
594      FP(I)=FP(I)+Y2*(HO+CP(I+1))-Y1*(HO+CP(I))
595      V1=Y2
596      X1=X1+DX
597      53 CONTINUE
598      HO=BO(P(N1),SO(N1),SW(N1))/BG(P(N1),SO(N1)
      ,SW(N1))-
599      *RO(P(N1),SO(N1),SW(N1))
600      AP(N1)=AP(N1)+Z1*(HO+CP(N1))

```



```

601      BP(N1)=0.
602      FP(N1)=FP(N1)+V1*(H0+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 95 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      Y2=Z2*FW
621      HW=(W(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)+Y2*(HW+CP(I+1))-V1*(HW+CP(I))
627      Y1=Y2
628      X1=X1+DX
629      55 CONTINUE
630      HW=(W(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)+P(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=IPAD(J)
657        IF(KPEW(J),EQ,0) GO TO 65
658        IF(KPEW(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),RKH(J),4CKB(J),Q,QO,QW,QG
668        ,QDER)
669        HO=BO(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I))
670        *RO(P(I),SO(I),SW(I))
671        HW=BW(P(I),SO(I),SW(I))/BG(P(I),SO(I),SW(I))
672        *RW(P(I),SO(I),SW(I))
673        FP(I)=FP(I)+DX*(QG-P(I)*QDERG)+
674        *(QO-P(I)*QDERO)*HO+(QW-P(I)*QDERW)*HW)
675        CP(I)=CP(I)-DX*(QDERG+QDERO*HO+QDERW*HW)
676      65 CONTINUE
677        CP(I)=(CP(I)+AP(I)+BP(I))/2.
678        CP(N1)=(CP(N1)+AP(N1)+BP(N1))/2.
679        FP(I)=FP(I)/2.
680        FP(N1)=FP(N1)/2.
681        IF(VARD.EQ,1)GO TO 7
682        B1=BP(I)/CP(I)
683        B2=FP(I)/CP(I)
684        GO TO 8
685      7 B1=0.
686        B2=P1(T)
687      8 IF(VARL.EQ,1)GO TO 9
688        B3=AP(N1)/CP(N1)
689        B4=FP(N1)/CP(N1)
690        GO TO 10
691      9 B3=0.
692        B4=P2(T)
693      10 CALL RUN (AP,BP,CP,FP,P,N1,B1,B2,B3,B4)
694      14 CONTINUE

```

```

695     RETURN
696     END
697     SUBROUTINE WELL(KX1,P,SO,SW,PCKB,RCKB,RKOH
        ,4CKB,Q,QO,QW,QG,QDER)
698     REAL MUG,MUO,MUW,KX1
699     COMMON/БЛОК7/REPS,AEPS,НПЛАСТ
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*4CKB*KX1*НПЛАСТ/ALOG(RKOH/R
        CKB))*AINT
712     FIO=(FO(SOF,SWF)/(MUG(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*4CKB*KX1*НПЛАСТ/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 Y(J-1)=ALPHA(J-1)*Y(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,
761          SWF))+
762          *(1,+RO(P,SOF,SWF))*FO(SOF,SWF)/(MUO(P,SOF,
763          SWF)*
764          *BO(P,SOF,SWF)+(1,+RW(P,SOF,SWF))*FW(SOF,SWF)/
765          *(MUW(P,SOF,SWF)*BW(P,SOF,SWF))
766      RETURN
767      END
768      FUNCTION Ф1(X,P,SO,SW)
769      REAL KX,MUO,MUW,MUG
770      Ф1=A(X)*KX(X)*(FG(SO,SW)/(BG(P,SO,SW)*
771          *MUG(P,SO,SW)+(1,+RW(P,SO,SW))*FW(SO,SW)/
772          *(BW(P,SO,SW)*MUW(P,SO,SW)+(1,+RO(P,SO,SW)
773          ))*
774          *FO(SO,SW)/(BO(P,SO,SW)*MUO(P,SO,SW)))
775      RETURN
776      END
777      FUNCTION Ф2(X,P,SO,SW)
778      REAL KX,MUO,MUW,MUG
779      COMMON/БЛОК6/ COSA,WMAX,DT,T,ТПЕЧ
780      Ф2=A(X)*KX(X)*COSA*(GAMG(P,SO,SW)*FG(SO,SW)
781          )/
782          *(BG(P,SO,SW)*MUG(P,SO,SW)+(1,+RW(P,SO,SW)
783          ))*
784          *GAMW(P,SO,SW)*FW(SO,SW)/(BW(P,SO,SW)*
785          *MUW(P,SO,SW)+(1,+RO(P,SO,SW))*GAMQ(P,SO,SW)
786          )*(FO(SO,SW)/
787          *(BO(P,SO,SW)*MUO(P,SO,SW)))
788      RETURN
789      END

```

```

784     FUNCTION  $\phi_3(X,P,S_0,SW)$ 
785     REAL M
786      $\phi_3=M(P)*A(X)*(1./BG(P,S_0,SW)+$ 
787      $*SW*(1.+RW(P,S_0,SW)-BW(P,S_0,SW)/BG(P,S_0,SW)$ 
788      $* /BW(P,S_0,SW)*S_0*(1.+R_0(P,S_0,SW)-B_0(P,S_0,SW$ 
789      $* /BG(P,S_0,SW))/B_0(P,S_0,SW)$ ;
790     RETURN
791     END
792     FUNCTION A(X)
793     A=6.5E7
794     RETURN
795     END
796     FUNCTION B_0(P,S_0,SW)
797     B_0=1.08+0.0019*P
798     RETURN
799     END
800     FUNCTION BG(P,S_0,SW)
801     BG=1./P
802     RETURN
803     END
804     FUNCTION BW(P,S_0,SW)
805     BW=1.
806     RETURN
807     END
808     FUNCTION DER(P,S_0,SW)
809     DER=0.15
810     RETURN
811     END
812     FUNCTION DER_0(P,S_0,SW)
813     DER_0=-0.33-0.0038*P
814     RETURN
815     END
816     FUNCTION DER_W(P,S_0,SW)
817     DER_W=-1.
818     RETURN
819     END
820     FUNCTION DER_1(P,S_0,SW)
821     DER_1=0.
822     RETURN
823     END
824     FUNCTION DER_01(P,S_0,SW)
825     DER_01=-12.3-0.0019*P**2
826     RETURN
827     END
828     FUNCTION DER_W1(P,S_0,SW)
829     DER_W1=-1.
830     RETURN
831     END
832     FUNCTION GAMG(P,S_0,SW)
833     GAMG=1.29E-6/BG(P,S_0,SW)
834     RETURN

```

```

835      END
836      FUNCTION GAMO(P,SO,SW)
837      GAMO=(0.743E-3+1.29E-6*QO(P,SO,SW))/BO(P,S
          O,SW)
838      RETURN
839      END
840      FUNCTION GAMW(P,SO,SW)
841      GAMW=(0.001+1.29E-6*RW(P,SO,SW))/BW(P,SO,S
          W)
842      RETURN
843      END
844      REAL FUNCTION KX(X)
845      C (АБСОЛЮТНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ, УМНОЖЕННАЯ НА СЭКСПЛ
846      KX=0,05
847      RETURN
848      END
849      REAL FUNCTION M(P)
850      M=0,15
851      RETURN
852      END
853      REAL FUNCTION MUW(P,SO,SW)
854      MUW=0,5
855      RETURN
856      END
857      REAL FUNCTION MUO(P,SO,SW)
858      MUO=0,681-0.00116*P
859      RETURN
860      END
861      REAL FUNCTION MUG(P,SO,SW)
862      MUG=0,03
863      RETURN
864      END
865      FUNCTION P1(T)
866      P1=200,
867      RETURN
868      END
869      FUNCTION P2(T)
870      P2=90,
871      RETURN
872      END
873      FUNCTION RO(P,SO,SW)
874      RO=11,3+0,75*P
875      RETURN
876      END
877      FUNCTION RW(P,SO,SW)
878      RW=0,
879      RETURN
880      END
881      FUNCTION WST1(T)
882      WST1=0,
883      RETURN
884      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(S0,SW)
914     DATA(SIGBN=0.2),(SIGFN=0.1),(SIGBM=0.75),(
           SIGHO=0.15),(C=0.5)

915     S01=S0
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-S0)16,3,17
923     16 S0=1-SW+GO TO 3
924     17 SGKP=SIGBM+SIGFN-SW
925     IF(1-SW-S0-SGKP)3,3,18
926     18 S0=1-SW-SGKP
927     A=2*ERF((0.675+C*(SW-SIGBN))/SQRT(2))-1
928     SIGG=(1-SW-S0-SIGFN)*(SIGBM-SIGBN)/(SIGBM-
           SW)+SIGFN

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)

```

```

934      GO TO 9
935      8 RPO=0
936      9 FO=RPO*(1-A)
937      SO=SO1
938      SW=SW1
939      10 RETURN
940      END
941      FUNCTION FW(SO,SW)
942      DATA(SIGBN=0,2),(SIGFN=0,1),(SIGBM=0.75),(
          SIGMO=0.15),(C=8.5)
943      IF(SW-SIGBN)2,2,3
944      2 A=0 GO TO 4
945      3 A=2*ERF((0.675+C*(SW-SIGBN))/SQRT(2))-1
946      4 FW=((SIGBM-SIGBN)/(1-SIGBN))*3,5*A
947      RETURN
948      END
949      FUNCTION FB(SO,SW)
950      DATA(SIGBN=0,2),(SIGFN=0,1),(SIGBM=0.75),(
          SIGMO=0.15),(C=8.5)
951      SO1=SO
952      SW1=SW
953      SWKP=SIGBM-0.01
954      IF(SW-SIGBN)11,15,12
955      11 SW=SIGBN GO TO 15
956      12 IF(SW-SWKP)13,15,13
957      13 SW=SWKP GO TO 15
958      15 IF(1-SW-SO)16,3,17
959      16 SO=1-SW GO TO 3
960      17 SGKP=SIGBM+SIGFN-SW
961      IF(1-SW-SO-SGKP)3,3,15
962      18 SO=1-SW-SGKP
963      3 A=2*ERF((0.675+C*(SW-SIGBN))/SQRT(2))-1
964      SIGG=(1-SW-SO-SIGFN)*(SIGBM-SIGBN)/(SIGBM-
          SW)+SIGFN
965      4 IF(SIGG-SIGFN)5,5,6
966      5 RPG=0 GO TO 9
967      6 IF(SIGG-1+SIGBN)7,7,8
968      7 RPG=((SIGG-SIGFN)/(1-SIGFN))*3,5*(1+3*(1-
          SIGG))
969      GO TO 9
970      8 RPG=((1-SIGBN-SIGFN)/(1-SIGBN))*3,5*(1+3*
          SIGBN)
971      9 FG=RPG*(1-A)
972      SO=SO1
973      SW=SW1
974      10 RETURN
975      END

```


П Р И Л О Ж Е Н И Е 4

Программа расчета технологических показателей
объема 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 GROW 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 (1, 2 и т.д.).

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

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

№: п/п:	Идентификатор:	Формат:	П р и м е ч а н и е
1:	2	3	4
1	IP3	3A6	Название месторождения (не более 18 символов)
2	IP4	3A6	Название площади (не более 18 символов)

1	2	3	4
3	ИИ5	2А6	Название объекта разработки (не более 12 символов)
4	ИИ6	А6	Код варианта (не более 6 символов)
5	И лет	14	Количество лет, на которое производится расчет
6	И элем	14	Количество элементов
7	Г ВОДЫ	Е12.5	Удельный вес воды г/м ³
8	Г НЕФТИ	Е12.5	Удельный вес нефти, г/м ³
9	У ЗАП	Е12.5	Запасы нефти по объекту, млн.т.
10	И ГОДН	14	Первый год, на который производится выдача
11	ВВОД	7Е10.3	Матрица ввода элементов (по строкам)
12	ВВОДЭ	7Е10.3	Вектор ввода эксплуатационных скважин по годам (длиной И лет)
13	ВВОДН	ЕЕ10.3	Вектор ввода нагнетательных скважин (по годам (длиной И лет)

Программа предназначена для расчета объекта, состоящего не более чем из 20 элементов на срок не более 100 лет, однако это ограничение определяется лишь описанием массивов У, 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 1-2-х минут (время центрального процессора).

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

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

Пакет перфокарт для счета

ШИФР ...

Лента — 4I (XX-ЭП)

ТРАК — 40[—]

АЦПУ — XX[—]

Конец паспорта

* NAME — ...

* ASSIGN — LIBRARY — 3

* READ — TAPE — 41XXX

* EXECUTE

[числовой материал]

* END — FILE

D.K.

В 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>9.9 THEN 'F3,0' ELSE 'F ,1' ELSE
10 *IF I=4 THEN S:= *IF X>99.9 THEN 'F4,0' ELSE
   'IF'
11 X>9.99 THEN 'F4,1' ELSE 'F4,2' ELSE 'IF I
   =5 THEN
12 S:= *IF X>999.9 THEN 'F5,0' ELSE 'IF X>99
   ,9 THEN 'F5,1'
13 *ELSE 'IF X>9.99 THEN 'F5,2' ELSE 'F5,3'
14 *ELSE S:= *IF X>9999.9 THEN 'F6,0' ELSE 'IF
   X>999,9
15 *THEN 'F6,1' ELSE 'IF X>99,9 THEN 'F6,2'
   ELSE
16 *IF X>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 I3,0,1H I4,0,1H I';
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 I'; 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(I1[I],I1[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),Т1(22),Т2(19),ВВОДЗ(100),ВВОДН(100),
      *IP1(32),IP2(27)
48     *,IP3(3),IP4(3),IP5(2)
49     CALL FCOLD(1)
50     CALL FCATAL(1)
51     READ9,IP3,IP4,IP5,IP6
52     READ 10,НЛЕТ,НЭЛЕМ,ГВОДЫ,ГНЕФТИ,ВЗАП,ЧГОДН
53     *,((ВВОД(Ж,К),К=1,НЛЕТ),Ж=1,НЭЛЕМ)
54     READ7,(ВВОДЗ(К),К=1,НЛЕТ)
55     READ7,(ВВОДН(К),К=1,НЛЕТ)
56     PRINT 11,НЛЕТ,НЭЛЕМ,ГВОДЫ,ГНЕФТИ,ВЗАП,ЧГОД
      *
57     PRINT 12
58     DO 16 Ж=1,НЭЛЕМ
59     16 PRINT 13,(ВВОД(Ж,К),К=1,НЛЕТ)
60     PRINT 13
61     PRINT 15,(ВВОДЗ(К),К=1,НЛЕТ)
62     PRINT 14
63     PRINT 15,(ВВОДН(К),К=1,ЧЛЕТ)
64     C СЧИТАЕМ С ЛЕНТЫ И ФОРМИРОВАНИЕ МАТРИЦЫ У
65     DO 20 I=1,21
66     DO 20 IT=1,НЛЕТ
67     20 У(I,IT)=0
68     DO 21 J=1,НЭЛЕМ
69     CALL МАКНАМ('ЭЛЕМ',J,ID(J))
70     CALL FREAD(1,ID(J),ЭЛЕМ)
71     DO 21 I=1,2100021IT=1,НЛЕТ
72     DO 21 K=1,Т0R=ВВОД(Ж,К)
73     21 У(I,IT)=У(I,IT)+ЭЛЕМ(21*(IT-K)+I)*R
74     DO 40 I=1,2100040IT=1,НЛЕТ
75     IF(У(I,IT).LT,0)У(I,IT)=-У(I,IT)
76     40 CONTINUE
77     DO 41 I=1,НЛЕТ
78     IF(I,EQ,1)GOTO 41
79     ВВОДЗ(I)=ВВОДЗ(I)+ВВОДЗ(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     LP1=1
85     50 IF(LP1,GT,НЛЕТ)GOTO 51
86     LP2=LP1*19
87     IF(LP2,GT,НЛЕТ)LP2=НЛЕТ
88     PRINT24
89     PRINT5
90     PRINT6,IP3,IP4,IP5,IP6
91     PRINT31
92     PRINT1
93     PRINT31*PRINT5
94     R3=0.
95     R4=0.

```

```

96      R5=0,
97      R6=0,
98      R8=0,
99      R10=0,
100     DO30 I=LN1, LN2
101     T1(1)=I
102     T1(2)=NГOДH+I-1
103     IF(I, EQ, 1) GO TO 100
104     R3=V(3, I-1)
105     R4=V(4, I-1)
106     R5=V(5, I-1)
107     R6=V(6, I-1)
108     R8=V(8, I-1)
109     R10=V(10, I-1)
110     100 CONTINUE
111     T1(3)=(ABS(V(3, I)-R3)*1E-6
112     T1(5)=(ABS(V(6, I)-R6)-ABS(V(3, I)-R3)/ГНЕФТ
           И)*ГВОДЫ*1E-6
113     T1(4)=T1(5)+T1(3)
114     T1(6)=ABS(V(5, I)-R5)*1E-9
115     T1(7)=ABS(V(8, I)-R8)*1E-6
116     T1(8)=ABS(V(10, I)-R10)*1E-9
117     T1(9)=V(3, I)*1E-6
118     T1(10)=ABS((V(6, I)-V(3, I)/ГНЕФТИ)*ГВОДЫ+V(
           3, I))*1E-6
119     T1(11)=V(4, I)*ГВОДЫ*1E-6
120     T1(12)=V(5, I)*1E-9
121     T1(13)=V(8, I)*1E-6
122     T1(14)=V(10, I)*1E-9
123     T1(15)=T1(5)/T1(4)*100
124     T1(16)=T1(6)/T1(3)*1E3
125     T1(17)=BBOДЭ(I)
126     T1(18)=V(11, I)
127     T1(19)=BBOДH(I)
128     T1(20)=(T1(3)/(T1(18)+V(13, I)))/365*1E6
129     T1(21)=(T1(4)/(T1(18)+V(13, I)))/365*1E6
130     T1(22)=ABS(V(8, I)-R8)/T1(19)/365
131     C СТРОКА ЧИСЕЛ ОФОРМИРОВАНА, НАПЕЧАТАЕМ ЕЕ,
132     CALL ALPROC(СТРОКА, 'ARRAY1', T1, 22, 'CONST',
           1, 'ARRAY1', IP1, 32, 3)
133     PRINT IP1, T1
134     PRINT3
135     30 CONTINUE
136     PRINT31
137     PR NT31
138     LN1=LN1-200GOTO 50
139     51 LN1=1
140     52 IF(LN1, GT, NЛЕТ)GOTO53
141     LN2=LN1+19
142     IF(LN2, GT, NЛЕТ)LN2=NЛЕТ
143     PRINT24
144     PRINT6
145     PRINT8, IP3, IP4, IP5, IP6

```

```

146 PRINT 33
147 PRINT 20 PRINT 33 PRINT 4
148 C ПЕРЕХОДИМ К ТАБЛИЦЕ 2.
149 R3=0.
150 R6=0.
151 R12=0.
152 R14=0.
153 R15=0.
154 R17=0.
155 DQ32I=LPI,LP2
156 T2(1)=1
157 T2(2)=MГOДH+I-1
158 IF(I,EQ,1)GO TO 110
159 R3=Y(3,I-1)
160 R6=Y(6,I-1)
161 R12=Y(12,I-1)
162 R14=Y(14,I-1)
163 R15=Y(15,I-1)
164 R17=Y(17,I-1)
165 110 CONTINUE
166 T2(3)=ABS(Y(6,I)-R6)*1E-6
167 T2(4)=ABS(Y(12,I)-R12)*1E-6
168 T2(5)=ABS(Y(14,I)-R14)*1E-6
169 T2(7)=(ABS(Y(15,I)-R15)-ABS(Y(14,I)-R14))/Г
      НЕФТИ)*ГВОДЫ*1E-6
170 T2(6)=T2(7)+ABS(Y(14,I)-R14)*1E-6
171 T2(8)=ABS(Y(17,I)-R17)*1E-9
172 T2(9)=Y(6,I)*1E-6
173 T2(10)=Y(12,I)*1E-6
174 T2(11)=Y(14,I)*1E-6
175 T2(13)=ABS(Y(15,I)-V(14,I)/ГНЕФТИ)*ГВОДЫ*1
      E-6
176 T2(12)=T2(13)+V(14,I)*1E-6
177 T2(14)=Y(17,I)*1E-9
178 T2(15)=Y(16,I)
179 T2(16)=Y(13,I)
180 T2(17)=ABS(Y(6,I)-R6)/(Y(11,I)+T2(16))/365
181 T2(18)=ABS(Y(3,I)-R3)/V3АП*1E-4
182 T2(18)=Y(1,I)/V3АП*1E-4
183 T2(19)=Y(3,I)*1E-6/V3АП*1E2
184 CALL ALPROC(СТРОКА,'ARRAY1',T2,19,'CONST',
      2,'ARRAY1',IP2,27,3)
185 PRINT IP2,T2
186 PRINT 4
187 32 CONTINUE
188 PRINT 33
189 PRINT 33
190 LP1=LP1+20
191 GOTO 52
192 CALL FCSTOP
193 1 FORMAT(1H ,127(1H-))
194 */
195 *128H 1 1 1

```

1 3A

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.