

Представляемые в редакцию материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Объем статьи не должен превышать 10 стр., включая таблицы, библиографию (не более 20 источников) и рисунки (не более 4 шт.), резюме на английском и азербайджанском языках.

Текст статьи следует печатать на белой бумаге через два интервала, на одной стороне листа стандартного размера, с полями с левой стороны шириной 3—4 см (не более 28 строк на странице, по 58—60 знаков в строке).

Статьи, напечатанные на портативной машинке, не принимаются.

2. Тщательно должна быть проверена правильность написания географических и геологических названий и терминов.

3. Графические рисунки должны быть выполнены тушью на кальке, фотографии — на глянцевой бумаге. Все обозначения на рисунках должны быть написаны четко, аккуратно. На обороте рисунка карандашом указываются фамилия автора, название статьи и номер рисунка.

4. Подписи к рисункам следует представить в двух экземплярах, напечатанные через два интервала.

5. Математические и химические формулы должны быть написаны четко. При этом следует избегать громоздких обозначений. Индексы и степени необходимо отмечать карандашом дугами снизу или сверху, соответственно: A^1 , B^2 и т. д.

Греческие буквы надо обводить красным карандашом (в кружок). Буквы готического шрифта и рукописные использовать не рекомендуется. Необходимо четко обозначать прописные (заглавные) и строчные буквы латинского алфавита, имеющие сходное начертание (Cc; Kk; Pp и т. д.), букву l и римскую единицу.

Прописные буквы карандашом подчеркиваются двумя черточками снизу, а строчные — сверху. Не следует употреблять знаки $\odot, \otimes, \oplus, \square, \lfloor, \square, \pi, \times, f, \phi$ ввиду отсутствия их в местных типографиях.

В обозначениях единиц необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

6. Статьи на русском и азербайджанском языках должны иметь резюме соответственно на азербайджанском и русском языках, а также на английском.

7. В конце рукописи обязательно следует указать адрес и номер телефона автора

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

✱

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

№ 2



1987

«ЕЛМ» НƏШРИЈАТЫ— ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭЛМ»
БАКЫ—БАКУ

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: М. Т. Абасов (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Р. Н. Абдуллаев, Г. А. Алиев, Ак. А. Али-заде, Б. А. Будагов, М. П. Гули-заде, Г. И. Джалалов (ответственный секретарь), К. Н. Джалилов, Т. А. Исмаил-заде, Ш. Ф. Мехтiev, А. Д. Султанов, Э. М. Шекинский, Э. Ш. Шихалибейли (зам. главного редактора), Э. М. Шихлинский (зам. главного редактора).

© Издательство «Элм», 1987 г.

УДК 622.276.031:532.529.5

М. Т. АБАСОВ, Х. И. ДАДАШ-ЗАДЕ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

К ИССЛЕДОВАНИЯМ ФИЛЬТРАЦИИ ЛЕТУЧЕЙ НЕФТИ

Известно, что фильтрация летучей нефти обладает рядом особенностей, существенно отличающих ее от течения «газированной нефти». В [6] описываются результаты теоретических исследований отмеченного процесса в рамках теории фильтрации многокомпонентных систем. В [1] была предложена математическая модель процесса фильтрации летучей нефти в бинарной постановке. В [1—5] была дана расчетная схема притока летучей нефти к скважине и выполнен круг исследований в области разработки таких залежей на режимах истощения и водонапорном.

В настоящей работе предлагаются результаты исследований по установлению влияния испаряемости нефти в пластовых условиях на приток к скважине нефти и газа в процессе истощения.

Запишем для наглядности уравнение притока летучей нефти к скважине:

$$q_n = \frac{2\pi Kh (H_k - H_c)}{\ln \frac{r_k}{r_c} - \frac{1}{2}} \quad (1)$$

$$H_k - H_c = \frac{A}{3} (P_k^3 - P_c^3) + \frac{B}{2} (P_k^2 - P_c^2) + C (P_k - P_c), \quad (2)$$

де

$$A = \frac{2 (\varphi_k + \varphi_c - 2\varphi_{cp})}{(P_k - P_c)^2};$$

$$B = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{P_k - P_c} - A (P_k + P_c); \quad C = \varphi_k - AP_k^2 - BP_k;$$

$$\varphi_k = \varphi (P_k, \rho_k); \quad \varphi_c = \varphi (P_c, \rho_c); \quad \varphi_{cp} = \varphi (P_{cp}, \rho_{cp});$$

$$P_{cp} = \frac{P_k + P_c}{2};$$

Величина ρ_{cp} определяется из условия постоянства газовых факторов вдоль линии тока в любой момент времени:

$$\rho_{cp} = \frac{\Gamma (P_k - S_n (P_{cp}))}{\bar{\rho}_n (P_{cp}) a_n (P_{cp}) \frac{P_{cp}^\beta}{Z (P_{cp}) P_{c.}} [1 - C (P_{cp}) \bar{\gamma} (P_{cp}) - C (P_{cp}) \cdot \Gamma (P_k)]};$$

$$\varphi = \frac{F_n(\rho)}{\mu_n(P) a_n(P)} + \frac{F_g(\rho) P^{\beta} C(P)}{\mu_g(P) Z(P) P_{ат}}$$

Здесь K, h — проницаемость и мощность пласта; r_k, r_c — радиусы круговой области дренажа и скважины; P_k, P_c — давления на контуре питания и на забое скважины; Γ — газовый фактор; μ_n — отношение вязкости жидкой и газовой фазы; a_n — объемный коэффициент нефти; $P_{ат}$ — атмосферное давление; C — содержание нефти в газовой фазе; γ — коэффициент изменения объема нефти при ее испарении; F_n, F_g — относительные фазовые проницаемости для жидкой и газовой фаз; μ_n, μ_g — вязкости жидкой и газовой фаз; Z, β — коэффициенты сжимаемости и температурной поправки для газовой фазы.

Расчеты по определению величины притока нефти к скважине осуществляются после соответствующих расчетов, устанавливающих связь нефтенасыщенности от давления на контуре пласта [1]. Отметим, что если пренебречь растворимостью нефти в газовой фазе и принять $A=0$, то приведенные соотношения совпадут с таковыми для описания течения газированной нефти.

С учетом сказанного, поставленная задача сводилась к сравнению мгновенных дебитов скважины по нефти, рассчитанных двумя отмеченными путями.

Результаты этих сравнений приведены на рис. 1, где сплошными линиями показано изменение дебита нефти, рассчитанного по схеме фильтрации летучих нефтей, а пунктирными — газированной нефти. Как видно из графика, учет испаряемости нефти приводит к завышению определяемой величины притока нефти к скважине в первый период и к занижению во второй. Анализ показывает, что абсолютная величина погрешности зависит от депрессии и тем больше, чем с большим перепадом работает скважина.

Графический анализ также показывает, что хотя максимальная по абсолютной величине ошибка независимо от перепада приходится на начало второй фазы, наибольшая относительная ошибка в величине дебита имеет место в конце исследуемого процесса.

Практический интерес представляло сопоставление величин притока газа к скважине при учете массопереноса нефти в газовой фазе и без такового, так как направления несовпадения дебитов нефти и газового фактора [1] оказались разными.

Были выполнены соответствующие исследования, результаты которых представлены на рис. 2. Как видим, взаимное расположение кривых в целом сохранило закономерность, установленную для притока нефти (см. рис. 1). Однако количественное отличие в данном случае существенно ниже. Если на рис. 1 величины q_n в конце процесса различались значительно, то для попутного газа отличие составляет только 10%.

Приведем количественное разделение величин притока нефти к скважине (см. кривые 1 на рис. 1) на парообразную и жидкую составляющие.

На рис. 3 показано изменение величины притока нефти в скважину в составе жидкой фазы. Сравнивая соответствующие кривые рис. 3 с

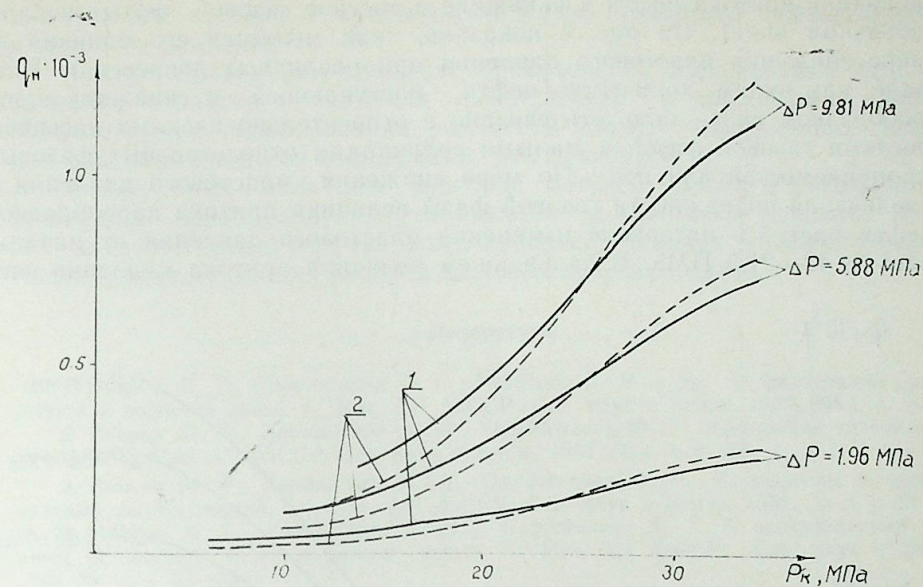


Рис. 1. Изменение дебита нефти в функции пластового давления: 1 — по модели фильтрации легкой нефти; 2 — газированной

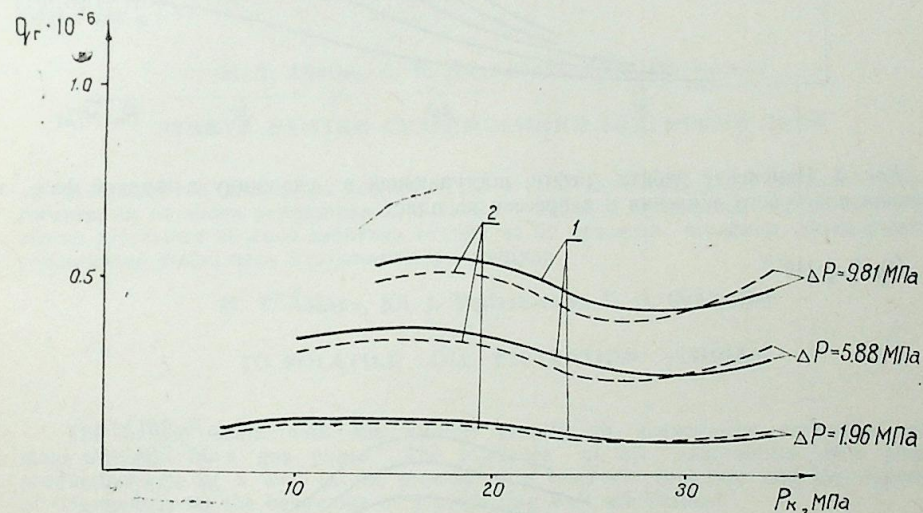


Рис. 2. Изменение дебита газа в функции пластового давления: 1 — по модели фильтрации легкой нефти; 2 — газированной

кривыми 1 на рис. 1, видим, что общий приток нефти к скважине всегда выше, чем приток в жидкой фазе. Отмеченное различие, как показывает анализ, меняется по абсолютной величине в процессе истощения и тем выше, чем с большим перепадом работает скважина. Указанная разница, как следует из сказанного, как раз и составляет

величину притока нефти к скважине в составе газовой фазы (в парообразном виде). На рис. 4 показано, как меняется его величина по мере снижения пластового давления при различных депрессиях. Вначале, как видим, количество нефти, поступающей в скважину в парообразном виде, мало, что связано с относительно низкими насыщенностями газовой фазой и малыми величинами относительных фазовых проницаемостей для нее. По мере снижения пластового давления и увеличения подвижности газовой фазы величина притока парообразной нефти растет в интервале изменения пластового давления от начального 34,42—21,5 ПМа. В дальнейшем величина притока медленно сни-

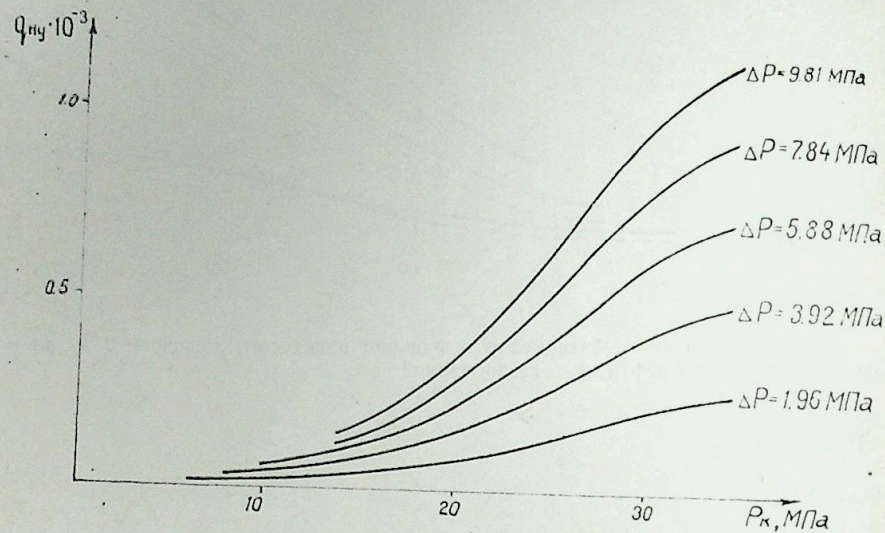


Рис. 3. Изменение дебита нефти, поступающей в скважину в жидкой фазе, в функции пластового давления и депрессии на пласт.

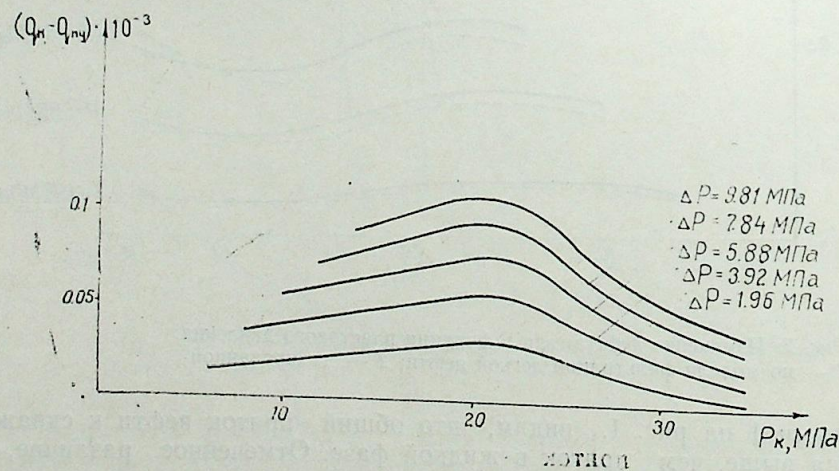


Рис. 4. Изменение дебита нефти, поступающей в скважину в газовой фазе, в функции пластового давления и депрессии на пласт

жается, что связано с преимущественным влиянием снижающегося пластового давления.

Таким образом, в результате проведенного исследования был установлен характер и величина погрешности в определении дебита скважины при использовании расчетной схемы газированной нефти для описания процесса фильтрации нефти летучей.

Разделением величины притока летучей нефти к скважине на жидкую и парообразную составляющие в пластовых условиях показан количественный эффект массопереноса жидких углеводородов в газовой фазе на добычу нефти в залежах летучих нефтей.

Литература

1. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде. — Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле, 1978, № 4, с. 9—15.
2. Абасов М. Т., Дадаш-заде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. Вытеснение легкой нефти водой. — Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле, 1981, № 4, с. 3—10.
3. Абасов М. Т., Дадаш-заде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. К вопросам истощения залежей легких нефтей. — Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле, 1982, № 3, с. 83—88.
4. Абасов М. Т., Дадаш-заде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. К исследованиям процесса истощения залежей легкой нефти. — Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 1, с. 31—35.
5. Дадаш-заде Х. И. Об одной особенности притока легкой нефти к скважине. — Баку, 1983.—5 с. Рукопись представлена ИПГНГМ АН АЗССР. — Деп. в ВИНТИ 24 марта 1983, № 1486—83.
6. Розенберг М. Д., Кундин С. А., Курбанов А. К. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах.—М.: Недра, 1969.—448 с.

М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзаде, Ф. Г. Оруджалиев

ЈУНКУЈ НЕФТИН СУЗУЛМЭСИННИ ТЭДГИГИНЭ ДАИР

Мэгалэдэ газ фазасында нефтин күтлэ өтүрмэсинин кэмјјэтчэ тэ'јининэ даир тэдгигатларын нэтичэси верилмишдир. Јатагын түкэмэси просесиндэ нефтин бухарланмасынын гујуларын прогноз дебитинэ тэ'сири вэ бу просесин истисмар гујуларын иш режиминдэн асылылыгы мүэјјэнлэширилмишдир.

M. T. Abasov, Kh. I. Dadash-zade, F. G. Orudjaliev

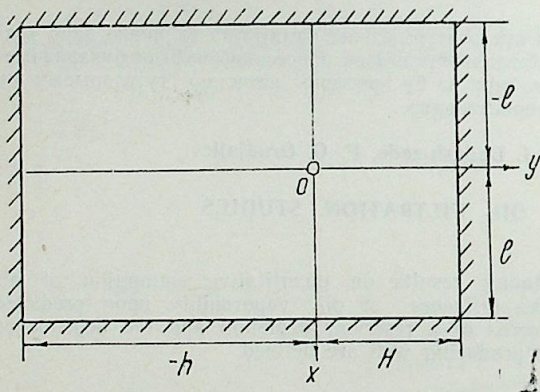
TO VOLATILE OIL FILTRATION STUDIES

The article deals with the studies results on quantitative estimation of oil mass transfer in a gas phase. The influence of oil vaporability upon predicted production rate of a well in the process of a reservoir depletion and the dependence of this process on the behaviour of a producing well are defined.

УДК 622.276.031:532.11

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Р. К. МЕХМАНОВ
**О ДВИЖЕНИИ РЕАЛЬНОГО ГАЗА
 К СКВАЖИНАМ В ГЛИНИЗИРОВАННЫХ ПЛАСТАХ**

Вопросы фильтрации газа в однородных и неоднородных, а также в слоистых залежах рассматривались рядом автором. Опыт разработки газовых залежей показывает, что они состоят из большого процента глины. В данной работе схематизируется такая залежь в виде нескольких слоев с отдельными гранулярными коллекторами и глинистыми пачками. Предположим, что залежь состоит из двух связанных между собой слоев гранулярного коллектора и глинистой пачки. Фильтрация газа происходит в первом — пористом слое, а во втором — глинизированном слое движение отсутствует. При такой математической модели рассмотрен нестационарный приток реального газа к системе скважин, расположенных в пористом слое глинизированной залежи, (рисунок). Такие осесимметричные задачи для жидкостей рассматривались в [3, 4]. Так как при решении поставленной задачи для двумерного случая возникают большие математические трудности, связанные с нелинейностью полученного дифференциального уравнения, то используется линеаризованное уравнение движения реального газа в пористой среде.



Уравнение неразрывности для пористой среды и глинизированной зоны имеет следующий вид [5]:

$$\begin{cases} m_1 \frac{\partial p_1}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_1 w_x)}{\partial x} + \frac{\partial (\rho_1 w_y)}{\partial y} - q = 0 \\ m_2 \frac{\partial p_2}{\partial t} + q = 0 \end{cases} \quad (1)$$

Переток газа из одного слоя в другой выражается так:

$$q = \beta \frac{D}{d^2} \frac{\rho_{am}}{\rho_{am}} (p_2 - p_1),$$

где w_x, w_y — проекции вектора скорости фильтрации \vec{w} на оси координат x, y ; q — массовой поток газа из зерен в поровое пространство в единице объема за единицу времени; D — коэффициент диффузии газа в глинистых зернах; β — безразмерная постоянная, характеризующая геометрию среды; d — размер глинистых зерен скелета; p_1, p_2 — давления газа в пористой среде и в глинизированной зоне соответственно. Остальные обозначения общеприняты.

С учетом

$$w_x = -\frac{\kappa}{\mu(p_1)} \frac{\partial p_1}{\partial x}; w_y = -\frac{K}{\mu(p_1)} \frac{\partial p_1}{\partial y}; \rho_i = \frac{p_i}{RTZ(p_i)} \quad i=1,2 \quad (2)$$

приведем систему (1) к виду:

$$\begin{cases} \frac{m_1}{RT} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p_1}{Z(p_1)} \right) - \frac{\kappa}{RT} \Delta \frac{p_1}{\mu(p_1)Z(p_1)} \Delta p_1 = \beta \frac{D}{d^2} \frac{\rho_{am}}{\rho_{am}} (p_2 - p_1) \\ \frac{m_2}{RT} \frac{\partial}{\partial t} \left(-\frac{p_2}{Z(p_2)} \right) = -\beta \frac{D}{d^2} \frac{\rho_{am}}{\rho_{am}} (p_2 - p_1) \end{cases} \quad (3)$$

Требуется найти решение системы (3) при следующих условиях:

$$\frac{\partial p_1}{\partial x} \Big|_{x=-l} = \frac{\partial p_1}{\partial x} \Big|_{x=l} = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial p_1}{\partial y} \Big|_{y=-h} = \frac{\partial p_1}{\partial y} \Big|_{y=h} = 0 \quad (5)$$

$$p_1 \Big|_{t=0} = p_0, \quad \frac{\partial p_1}{\partial t} \Big|_{t=0} = 0 \quad (6)$$

Точное аналитическое решение системы получить невозможно. Поэтому в данной работе используется способ линеаризации уравнения нестационарной фильтрации реального газа, приведенный в [2].

Введем функцию Лейбенсона:

$$\bar{\Phi}_1 = \int_0^{\bar{p}_1} \frac{\bar{p}_1 d \bar{p}_1}{Z(\bar{p}_1) \mu(\bar{p}_1)}, \quad i=1,2.$$

Функция $\bar{\Phi}_1$ при $\bar{p}_1 \geq 0,6, p_0 \geq 200$ ат может быть представлена в виде:

$$\bar{\Phi}_1 = a \bar{p}_1 + b; \text{ кроме того } \frac{p_1}{Z(p_1)} = a_1 \bar{\Phi}_1 + b_1$$

$$\bar{p}_1 = \frac{p_1}{p_0}; \quad \bar{\mu}(\bar{p}_1) = \frac{\mu(p_1)}{\mu_0}; \quad \bar{z}(\bar{p}_1) = \frac{Z(p_1)}{Z_0}$$

где a, b, a_1, b_1 — коэффициенты аппроксимации. Они различны для различных газов. Z_0, μ_0 — значения сверхсжимаемости и вязкости при начальном пластовом давлении.

Система (3) линеаризуется и принимает вид:

$$\begin{cases} A \frac{\partial \bar{\Phi}_1}{\partial t} + C \Delta \bar{\Phi}_1 = E(\bar{\Phi}_2 - \bar{\Phi}_1) \\ B \frac{\partial \bar{\Phi}_2}{\partial t} = -E(\bar{\Phi}_2 - \bar{\Phi}_1) \end{cases} \quad (7)$$

где

$$A = \frac{m_1 p_0 a_1}{RT Z_0}; \quad B = \frac{m_2 p_0 a_1}{RT Z_0}; \quad c = \frac{\kappa p_0^2}{RT Z_0 \mu_0};$$

$$E = \rho_0 \beta \frac{D}{d^2} \frac{\rho_{ам}}{\rho_{ам}}$$

Из системы (4) можно исключить $\bar{\Phi}_1$ или $\bar{\Phi}_2$. Для случая притока газа к скважине с дебитом Q получим уравнение движения в виде:

$$\frac{AB}{E} \frac{\partial^2 \bar{\Phi}_1}{\partial t^2} + (A+B) \frac{\partial \bar{\Phi}_1}{\partial t} + BC \frac{\partial}{\partial t} \Delta \bar{\Phi}_1 + C \Delta \bar{\Phi}_1 + Q^* \delta(x) \delta(y) = 0, \quad (8)$$

где $Q^* = \frac{Q \rho_{ам}}{b}$; b — мощность первого слоя; $\delta(\cdot)$ — дельта-функция Дирака.

Далее для простоты вместо $\bar{\Phi}_1$ будем писать Φ .

Обозначим:

$$W = \frac{2}{L+l}; \quad \sigma = \frac{2}{H+h}; \quad \alpha_n = \frac{\pi n}{L+l}; \quad \gamma_j = \frac{\pi j}{H+h}.$$

Граничные и начальные условия для уравнения (8) принимают вид

$$\left. \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right|_{x=-l} = \left. \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right|_{x=L} = 0 \quad (9)$$

$$\left. \frac{\partial \Phi}{\partial y} \right|_{y=-h} = \left. \frac{\partial \Phi}{\partial y} \right|_{y=H} = 0 \quad (10)$$

$$\Phi|_{t=0} = 0, \quad \left. \frac{\partial \Phi}{\partial t} \right|_{t=0} = 0 \quad (11)$$

Принимая конечное косинус-преобразование по x и по y , имеем:

$$\frac{d^2 F_{nj}}{dt^2} + R \frac{dF_{nj}}{dt} - R_1 E_{nj} + R_2 = 0, \quad (12)$$

где

$$F_{nj}(t) = \sigma \int_{-h}^H R_n(y, t) \cos \frac{\pi j (y+h)}{H+h} dy; \quad R = \frac{E(A+B) - BC(\alpha_n^2 + \gamma_j^2)}{AB};$$

$$R_n(y, t) = \omega \int_{-l}^L \varphi(x, y, t) \cos \frac{\pi n (x+l)}{L+l} dx;$$

$$R_1 = \frac{EC}{AB} (\alpha_n^2 + \gamma_j^2);$$

$$R_2 = \frac{\omega \sigma Q^* E}{AB} \cos \alpha_n l \cos \gamma_j h.$$

Если корни ν_1, ν_2 соответствующего характеристического уравнения вещественны, то решение уравнения (12) имеет вид:

$$F_{nj}(t) = \frac{R_2}{R_1(\nu_2 - \nu_1)} (\nu_1 e^{\nu_2 t} - \nu_2 e^{\nu_1 t}) + \frac{R_2}{R_1},$$

а если комплексные, то

$$F_{nj}(t) = \exp\left(-\frac{R}{2} t\right) \frac{R_2}{R_1} \left(\cos \eta t + \frac{R}{2\eta} \sin \eta t\right) + \frac{R_2}{R_1},$$

где η — коэффициент мнимой части.

При $n=0, j=0$ решение имеет следующий вид:

$$F_{00}(t) = -\frac{Q^* \omega \sigma}{A+B} t - \frac{ABQ^* \omega \delta}{F(A+B)^2} \left[\exp\left(-\frac{E(A+B)}{AB} t\right) - 1 \right]$$

Произведя обратное преобразование, получим:

$$\Phi(x, y, t) = F_{00}(t) + \sum_{n=0}^{\infty} \sum_{j=0}^{\infty} F_{nj}(t) \cos \frac{\pi n (x+l)}{L+l} \cos \frac{\pi j (y+h)}{H+h} \quad (13)$$

Выражение для забойного давления из (7) получается в виде:

$$\Phi_c = F_{00}(t) + \sum_{n=0}^{\infty} \sum_{j=0}^{\infty} F_{nj}(t) \cos \frac{\pi n l}{L+l} \cos \frac{\pi j (r_c + h)}{H+h} \quad (14)$$

В случае отсутствия перетока для забойного давления получим:

$$\bar{\Phi}_c = -\omega \sigma A^* \alpha t + \omega \sigma A^* \sum_{n=0}^{\infty} \sum_{j=0}^{\infty} \exp[-\alpha (\alpha_n^2 + \gamma_j^2)] \times$$

$$\times \frac{\cos \alpha_n l \cos \gamma_j h}{\alpha_n^2 + \gamma_j^2} \cos \frac{\pi_j (r_c + h)}{H + h} \cos \frac{\pi n l}{L + l} \quad (15)$$

где

$$A^* = \frac{\mu_0 Q \bar{p}_{am}}{\kappa b p_0 \bar{Z}_{am} a}; \quad \kappa = \frac{\kappa p_0}{m \alpha_1 \mu_0}$$

При $\bar{p}_1 \leq 0,6$ зависимости $\bar{\Phi}_1$ (\bar{p}_1) и $\frac{p_1}{\bar{Z}(\bar{p}_1)}$ ($\bar{\Phi}_1$) можно предста-

вить в следующем виде:

$$\bar{\Phi}_1 = a_j \bar{p}_1 + b_j; \quad \frac{p_1}{\bar{Z}(\bar{p}_1)} = c_j \bar{\Phi}_1 + d_j, \quad i = 1, 2$$

Таким образом, реальная кривая изменения давления разбивается на участки, каждый из которых принимается в виде прямой линии с определенным угловым коэффициентом. При $p_0 \leq 200$ ат газ можно рассматривать как идеальный. Следовательно, решение можно довести до $p_c \rightarrow 0$, т. е. до полного истощения залежи.

Проведены расчеты по формулам (14) и (15) для различных значений проницаемости при следующих данных:

$p_0 = 500$ ат; $\mu_0 = 0,0287$; $Z_0 = 1,17$; $a = 0,9711$; $a_1 = 0,723$;
 $m_1 = 0,2$; $m_2 = 0,2$; $\beta = 10^{-2}$; $D = 10^{-11} \text{ м}^2/\text{с}$; $Q = 2 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{сут}$;
 $L = l = 400$ м; $H = 200$ м; $h = 2000$ м; $b = 10$ м; $r_c = 0,1$ м; $d = 10^{-3}$ м.

Таблица 1

t		κ=0,03Д		κ=0,05Д		κ=0,1Д		κ=0,5Д	
		\bar{p}_c	$p_c(am)$	\bar{p}_c	$p_c(am)$	\bar{p}_c	$p_c(am)$	\bar{p}_c	$p_c(am)$
сут., мес., г.	c								
12 сут.	$1,09 \cdot 10^6$	0,984	492	0,990	495	0,994	497	0,996	498
15 сут.	$1,296 \cdot 10^6$	0,982	491	0,988	494	0,992	496	0,994	497
1 мес.	$2,592 \cdot 10^6$	0,978	489	0,984	492	0,988	494	0,990	495
6 мес.	$1,5552 \cdot 10^6$	0,924	462	0,930	465	0,934	467	0,936	468
1 г.	$3,1536 \cdot 10^7$	0,858	429	0,864	432	0,868	434	0,871	435
1,5 г.	$4,7304 \cdot 10^7$	0,794	397	0,800	400	0,804	402	0,806	403
1 г.									
10 мес.	$5,9616 \cdot 10^7$	0,738	369	0,744	372	0,748	374	0,750	375
20 сут.									
2 г.	$6,3072 \cdot 10^7$	0,736	368	0,742	371	0,746	373	0,748	374
3 г.	$9,4608 \cdot 10^7$	0,600	300	0,606	303	0,61	305	0,612	306

Анализ расчетов показывает, что изменение проницаемости продуктивной части пласта практически не оказывает влияния на забойное давление скважины (табл. 1). Из табл. 2 видно, что в случае отсутствия перетока время разработки продуктивного пласта уменьшается. При сравнении соответствующих значений таблиц 1 и 2 видно,

12

Таблица 2

t		κ=0,03Д		κ=0,05Д		κ=0,1Д		κ=0,5Д	
		\bar{p}_c	$p_c(am)$	\bar{p}_c	$p_c(am)$	\bar{p}_c	$p_c(am)$	\bar{p}_c	$p_c(am)$
сут., мес., г.	c								
12 сут.	$1,09 \cdot 10^6$	0,981	490	0,986	493	0,992	496	0,994	497
15 сут.	$1,296 \cdot 10^6$	0,976	488	0,982	491	0,988	494	0,990	495
1 мес.	$2,592 \cdot 10^6$	0,964	482	0,97	485	0,976	488	0,978	489
6 мес.	$1,5552 \cdot 10^6$	0,884	442	0,89	445	0,896	448	0,898	449
1 г.	$3,1536 \cdot 10^7$	0,780	390	0,786	393	0,792	396	0,794	397
1,5 г.	$4,7304 \cdot 10^7$	0,680	340	0,686	343	0,692	346	0,694	347
1 г.									
10 мес.	$5,961 \cdot 10^8$	0,600	299	0,604	302	0,611	305	0,612	306
20 сут.									

что в течение одного года разность между забойными давлениями при наличии и отсутствии перетока составляет 0,078 (39 ат). Причем с течением времени эта разница увеличивается. Таким же путем легко решается задача в кусочно-однородной глинизированной залежи.

Литература

1. Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Алекперов К. А. Отчет лаборатории подземной гидродинамики ИПГНГМ АН АзССР, 1975.
2. Абасов М. Т., Калантаров А. Ш., Кулиев А. М., Мамиев Г. С. Некоторые задачи фильтрации реального газа. — АНХ, 1972, № 12.
3. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984.
4. Гусейнзаде М. А., Колосовская А. К. Упругий режим в однопластовой и многопластовой залежах. — М.: Недра, 1972.
5. Мирзаджанзаде А. Х., Ентов В. М. К оценке адсорбционной емкости пород. — ИФЖ, 1975, № 5.
6. Бочкарева Т. Ю. Регулирование работы нагнетательных скважин в условиях проявления неравновесности с целью повышения эффективности заводнения. — Канд. дис. Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1984.
7. Салманова С. С. О притоке реального газа к скважинам в ограниченном пласте. — Изв. АН АзССР, Сер. наук о Земле, 1975, № 6.

К. Н. Чэлилов, Р. К. Мехманов

РЕАЛ ГАЗЫН КИЛЛИ ЛАЈЛАРДА ГУЈУЛАРА АХЫНЫ ЊАГГЫНДА

Мәгаләдә килли лајларда реал газын гујулар системинә сүзүлмәси мәсәләсиндән данышылыр. Фәрз едилир ки, јатаг кечиричликләри мүхтәлиф олан ики—мәһсулдар вә килли тәбәгәләрдән ибарәтдир. Мәсәлә сонлу косинус чевирмәләри методу тәтбит едилмәклә һәлл олунмушдур. Дебит мә'лум олдугда гујудибә тәзјигинин замандан асылы олараг дәјишмә дүстуру верилмишдир. Апарылан һесабатын нәтичәсиндә килли тәбәгәнин мәһсулдар лајын ишләnmәсинә тәсири өјрәнилмишдир.

13

ON THE REAL GAS MOVEMENT TO THE
WELLS IN SILTED BEDS

This article deals with the real gas inflow to the system of wells in silted bed. The authors assume that the deposit consists of two interchanging layers: granulated collector and clayey packet. The problem is solved through the use of final cosine — Fourier transformation. By the given production the formula for defining bottom-hole pressure depending on time is obtained. The influence of clayey packet depletion on the research of productive area is studied.

УДК 532.546

Т. М. ИБРАГИМОВ, Г. И. ДЖАЛАЛОВ

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ
ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАДИЕНТНЫХ МЕТОДОВ

Одним из развивающихся направлений гидродинамических исследований фильтрационных процессов является разработка методов идентификации параметров изучаемого объекта на основании входных и выходных информации [1—3, 7]. Эти методы оказываются эффективным средством для исследования различных вопросов разработки месторождений при нестационарной фильтрации флюидов [6, 8].

В данной работе в наиболее общей постановке с использованием градиентного метода предлагается численный способ определения фильтрационно-емкостных параметров (ФЕП) или начальных и граничных условий неоднородного трещиновато-пористого пласта при нестационарном нелинейно-упругом режиме фильтрации флюидов.

Постановка задачи

Рассмотрим краевую задачу, описывающую приток реальной жидкости (газа) в ограниченном по размеру замкнутом упругом неоднородном трещиновато-пористом пласте к галерее (скважине), работающей с расходом $Q_r(t)$.

Система дифференциальных уравнений, описывающих процесс фильтрации флюидов имеет вид [5]:

$$C_n(x, t, P_n) \frac{\partial P_n}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_n(x, t, P_n) x^l \frac{\partial P_n}{\partial x} \right] +$$

$$+ (-1)^n \int_{P_1}^{P_2} D(x, t, P) dP = 0, \quad (1)$$

$$0 < x < L, \quad 0 < t \leq T, \quad n = 1, 2$$

В качестве граничных и начальных условий задачи принимаются:

$$P_n(x, t) \Big|_{t=0} = P_0(x), \quad (2)$$

$$P_1(x, t) \Big|_{x=a} = P_2(x, t) \Big|_{x=a}, \quad (3)$$

Вывод формул градиента

Дадим приращение управлению u в виде: $\Delta u = (\Delta c_1, \bar{\Delta} c_2, \bar{\Delta} \lambda_1, \Delta \lambda_2, \Delta \bar{d}, \Delta Q, \Delta P_0, \Delta P_L)$; тогда $P_1(x, t)$ и $P_2(x, t)$ получают приращения

$Z_1(x, t)$ и $Z_2(x, t)$ соответственно, которые удовлетворяют следующей задаче:

$$C_n \frac{\partial Z_n}{\partial t} + \Delta C_n \frac{\partial P_n}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_n x^i \frac{\partial Z_n}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial x} \left(\Delta \lambda_n x^i \frac{\partial P_n}{\partial x} \right) + (-1)^n \left[\int_{P_1}^{P_2} \Delta_d D dP - D(x, t, P_1) Z_1 + D(x, t, P_2) Z_2 \right] = 0, \quad (9)$$

$$Z_n(x, t)|_{t=0} = \Delta P_0(x), \quad (10)$$

$$Z_1(x, t)|_{x=a} = Z_2(x, t)|_{x=a}, \quad (11)$$

$$x^i \left(\lambda_1 \frac{\partial Z_1}{\partial x} + \Delta \lambda_1 \frac{\partial P_1}{\partial x} + \lambda_2 \frac{\partial Z_2}{\partial x} + \Delta \lambda_2 \frac{\partial P_2}{\partial x} \right) \Big|_{x=a} = \Delta Q(t), \quad (12)$$

$$\left(\kappa \frac{\partial Z_n}{\partial x} + (1 - \kappa) (Z_n(x, t) - \Delta P_L(t)) \right) \Big|_{x=L} = 0, \quad (13)$$

$$\text{где } \Delta F_n = \frac{\partial F_n}{\partial P_n} \cdot Z_n + \Delta_f F_n; \quad \Delta_f F_n = \sum_{s=1}^m \Delta f_{ns} \varphi_s.$$

При этом линейная часть приращения функционала $T_\kappa(u)$ будет:

$$\Delta T_\kappa(u) = 2 \int_0^T (P_1(a, t) - P_r(t)) Z_1(a, t) dt + 2\alpha_\kappa \left[\sum_{n=1}^2 \left\{ (\bar{c}_n - c_n^*) \Delta \bar{c}_n + (\bar{\lambda}_n - \lambda_n^*) \Delta \bar{\lambda}_n \right\} + (\bar{d} - d^*) \Delta \bar{d} + \int_0^T (Q(t) - Q^*) \Delta Q dt + \int_a^L (P_0(x) - P_0^*) \Delta P_0 dx + \int_0^T (P_L(t) - P_L^*) \Delta P_L dt \right]. \quad (14)$$

Составляя функцию Лагранжа, находя его вариацию и приравнявая нулю, можно получить сопряженную задачу:

$$\frac{\partial (C_n(x, t, P_n) \psi_n)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_n(x, t, P_n) x^i \frac{\partial \psi_n}{\partial x} \right) - \frac{\partial C_n}{\partial P_n} \cdot \frac{\partial P_n}{\partial t} \cdot \psi_n -$$

$$x^i \left[\lambda_1(x, t, P_1) \frac{\partial P_1}{\partial x} + \lambda_2(x, t, P_2) \frac{\partial P_2}{\partial x} \right] \Big|_{x=a} = Q(t), \quad (4)$$

$$\left[\kappa \frac{\partial P_n}{\partial x} + (1 - \kappa) (p_a(x, t) - P_L(t)) \right] \Big|_{x=L} = 0, \quad (5)$$

где $\kappa=0; 1$ соответствует первой и второй граничной задаче; $i=0; 1$ соответствует плоскопараллельной и плоскорадиальной фильтрации; $C_n = \partial(m_{np}) / \partial P_n$; $\lambda_n = K_n \rho / \mu$; $D = F^2 \lambda_2$; $Q = Q_r / d$; d — площадь поперечного сечения галереи (скважины); индекс $n=1$ относится к системе трещин, $n=2$ к системе пор. Остальные обозначения общепринятые [1, 5, 8].

Цель указанной задачи идентификации заключается в том, чтобы, имея дополнительную информацию об изменении значения давления на галерее (скважине) за период разработки $0 \leq t \leq T$

$$P_1(x, t)|_{x=a} = P_r(t), \quad (6)$$

найти ФЭП или же при известных значениях ФЭП определить начальное и граничные условия пласта.

Функции, зависящие от давления, будем искать в виде:

$$F_n(x, t, P) = \sum_{s=1}^m f_{ns} \varphi_s(x, t, P),$$

где φ_s — некоторые базисные функции, выбором которых можно получить различные виды аппроксимирующих функций; f_{ns} — неизвестные постоянные.

Задачу идентификации (1)–(6) можно свести к экстремальной задаче, основанной на регуляризации по А. Н. Тихонову, т. е. к минимизации функционала [4, 10]:

$$T_\kappa(u) = \int_0^T [P_1(a, t) - P_r(t)]^2 dt + \alpha_\kappa \Omega(u), \quad (7)$$

где $u = (\bar{c}_1, \bar{c}_2, \bar{\lambda}_1, \bar{\lambda}_2, \bar{d}, Q(t), P_0(x), P_L(t))$ -управление, различные компоненты которого подлежат определению; $\bar{f}_n = (f_{n1}, f_{n2}, \dots, f_{nm})$; α_κ -параметр регуляризации; $\Omega(u)$ -стабилизатор, который выражается формулой:

$$\Omega(u) = \|u - u^*\|^2 = \sum_{n=1}^2 \{ |\bar{c}_n - c_n^*|^2 + |\bar{\lambda}_n - \lambda_n^*|^2 \} + |\bar{d} - d^*|^2 + \int_0^T (Q(t) - Q^*(t))^2 dt + \int_a^L (P_0(x) - P_0^*(x))^2 dx + \int_0^T (P_L(t) - P_L^*(t))^2 dt \quad (8)$$

u^* — заданный элемент.

Для минимизации функционала $T_\kappa(u)$ градиентными методами целесообразно определять аналитические формулы градиента, базируясь на сопряженной задаче [4].

$$-\frac{\partial \lambda_n}{\partial P_n} \cdot \frac{\partial P_n}{\partial x} \cdot x^i \cdot \frac{\partial \psi_n}{\partial x} - (-1)^n D(x, t, P_n) (\psi_2 - \psi_1) = 0, \quad (15)$$

$$\psi_n(x, t)|_{t=\tau} = 0, \quad (16)$$

$$\psi_1(x, t)|_{x=a} = \psi_2(x, t)|_{x=a}, \quad (17)$$

$$x^i \left(\lambda_1(x, t, P_1) \frac{\partial \psi_1}{\partial x} + \lambda_2(x, t, P_2) \frac{\partial \psi_2}{\partial x} \right) \Big|_{x=a} = 2(P_1(a, t) - F_1(t)), \quad (18)$$

$$\left(\kappa \frac{\partial \psi_n}{\partial x} + (1 - \kappa) \psi_n \right) \Big|_{x=L} = 0. \quad (19)$$

где $\psi_n(x, t)$ — сопряженные функции.

Учитывая (18) в (14), после некоторых преобразований получаем:

$$\begin{aligned} \Delta T_{\kappa}(u) = & \sum_{n=1}^2 \left\{ \int_0^{\tau} \int_a^L \Delta_c C_n \left[-\frac{\partial P_n}{\partial t} \cdot \psi_n(x, t) \right] dx dt + 2\alpha_{\kappa} \Delta \bar{c}_n (\bar{c}_n - c_n^*) + \right. \\ & + \int_0^{\tau} \left[\int_a^L \frac{\partial}{\partial x} \left(\Delta_{\lambda} \lambda_n x^i \frac{\partial P_n}{\partial x} \right) \psi_n(x, t) dx - \Delta_{\lambda} \lambda_n x^i \frac{x P_n}{\partial x} \times \right. \\ & \times \psi_n(x, t) \Big|_{x=a} \Big] dt + 2\lambda_{\kappa} \Delta \bar{\lambda}_n (\bar{\lambda}_n - \lambda_n^*) - \int_0^{\tau} \int_a^L (\psi_2 - \psi_1) \int_{P_1}^{P_2} \Delta_d D dP + \\ & + 2\alpha_{\kappa} \Delta \bar{d} (\bar{d} - d^*) + \int_0^{\tau} \Delta Q (\psi_1(x, t)|_{x=a} + 2\alpha_{\kappa} (Q - Q^*)) dt + \\ & + \int_a^L \Delta P_0 \left(\sum_{n=1}^2 C_n(x, t, P_0) \psi_n(x, t) \Big|_{t=0} + 2\alpha_{\kappa} (P_0 - P_0^*) \right) dx + \\ & \left. + \int_0^{\tau} \Delta P_L \left(-\sum_{n=1}^2 \lambda_n(x, t, P_n) x^i (1 - \kappa) \frac{\partial \psi_n}{\partial t} \Big|_{x=L} + 2\lambda_{\kappa} (P_L - P_L^*) \right) dt. \quad (20) \right. \end{aligned}$$

Из этого выражения приращения непосредственно можно найти формулы градиента по искомым функциям. В качестве примера напомним формулы для градиента по $C_n(x, t, P_n)$:

$$\frac{\partial T}{\partial c_{ns}} = \int_0^{\tau} \int_a^L \varphi_s(x, t, P_n) \left[-\frac{\partial P_n}{\partial t} \psi_n(x, t) \right] dx dt + 2\alpha_{\kappa} (c_{ns} - c_{ns}^*). \quad (21)$$

Таким образом, имея эти формулы градиента, строим численный

алгоритм на основе конкретного градиентного метода. Краевые задачи (1)–(5) и (15)–(19) решаются методом сеток [9].

Численный пример

С использованием метода сопряженных градиентов [4] был составлен алгоритм и программа на языке Фортран. Работоспособность программы была проверена на модельных задачах для частных случаев. Ниже приводится пример численного определения проницаемости системы трещин $K_1(P)$, при этом предполагается, что коэффициенты C_n, λ_n, D зависят только от P_n . В расчетах в качестве исходных данных выбраны:

$\kappa = 0; i = 0; \alpha_{\kappa} = 0; a = 0; L = 200 \text{ м}; P_0 = 29,43 \text{ МПа}; d = bH; b = 1 \text{ м}; H = 10 \text{ м}; Q_{\Gamma} = 5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}; \rho(P_n) = \text{const}; m_n(P_n) = m_{0n} + \beta_n P_n; \beta_1 = 0,204 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}; \beta_2 = 0,204 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}; F = 9,55 \text{ м}; P_L = 29,43 \text{ МПа}; K_2(P) = K_{02} \exp(\alpha_2(P - P_0)); K_{02} = 10^{-16} \text{ м}^2; \alpha_2 = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}; T = 3,15 \cdot 10^7 \text{ с}.$

Исходная информация для $P_{\Gamma}(t)$ взята из решения прямой задачи (1)–(5) при $K_1(P) = K_{01} \exp(\alpha_1(P - P_0)); K_{01} = 10^{-13} \text{ м}^2; \alpha_1 = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}.$

При определении функции $K_1(P)$ она аппроксимировалась полиномами ($\varphi_s(P) = P^s$) третьей степени ($m=3$). За начальное приближение выбрано $K_1(P) = 3 \cdot 10^{-21} P^3 + 3 \cdot 10^{-21} P^2 + 3 \cdot 10^{-21} P + 3 \cdot 10^{-21}$ и за 4 итерации найдено $K_1(P) = 6,14496 \cdot 10^{-21} P^3 + 6,6056 \cdot 10^{-20} P^2 + 1,9183 \cdot 10^{-17} P + 5,83032 \cdot 10^{-15}$. Сравнительный анализ полученной кривой с модельной свидетельствует о достаточной точности определения параметра.

В заключение отметим, что этот подход и метод моделирования может быть применен и для решения задач многомерной фильтрации флюидов.

Литература

1. Абасов М. Т., Азимов Э. Х., Джалалов Г. И., Кулиев А. М. Определение параметров трещиновато-пористого пласта при фильтрации в нем реального газа. — Докл. АН АзССР, 1974, т. XXX, № 4, с. 28–31.
2. Бахтизин Р. Н. Решение обратных задач по определению емкостно-фильтрационных характеристик пластов. — В кн.: Гидродинамические основы анализа разработки месторождений нефти и газа. Тематический сб. науч. трудов. Баку, изд. АЗИ-НЕФТЕХУМ, 1982, с. 38–41.
3. Бузинов С. Н., Умрихин Н. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. — М.: Недра, 1984.—269 с.
4. Васильев Ф. П. Методы решения экстремальных задач. — М.: Наука, 1981.—400 с.
5. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981. — 232 с.
6. Искендеров А. Д. Обратные краевые задачи для определения параметров фильтрующих сред. — Изв. АН АзССР. Сер. физ.-тех. и матем. наук, 1971, № 2, с. 30–33.
7. Огибалов П. М., Мирзаджанзаде А. Х. Механика физических процессов. — МГУ, 1976.—370 с.
8. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений/С. Н. Закиров, С. Н. Васильев, А. И. Гутников и др. — М.: Недра, 1984—295 с.
9. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1983. — 616 с.
10. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. — М.: Наука, 1986.—288 с.

ГӨРӨРЛӘШМӘМЫШ СҮЗҮЛМӘ ШӘРАИТИНДӘ ЧАТЛЫ-МӘСАМӘЛИ
ЛАЈЛАРЫН ҺИДРОДИНАМИК ПАРАМЕТРЛӘРИНИН ГРАДИЕНТ
ҮСУЛЛАРЫНДАН ИСТИФАДӘ ЕДӨРӘК ИДЕНТИФИКАСИЈАСЫ

Мәгаләдә экстремал гојулушда, градиент үсулларындан истифадә едөрәк бирчинсли олмајан чатлы-мәсамәли лајда флјудләрин гәрарлашмамыш сүзүлмәси шәраитиндә мүх-тәлиф физики параметрләрин тәјини үчүн әдәди үсул тәклиф олунур.

Тәклиф олунан алгоритм әсасында програм тәртиб едилмиш вә хүсусли бир һалда чат системинин кечиричилијинин тәјини үчүн нүмунә верилмишдир.

T. M. Ibragimov, G. I. Djalalov

IDENTIFICATION OF HYDRODYNAMIC PARAMETERS
OF FRACTURED POROUS RESERVOIRS AT NON-STATIONARY
FILTRATION USING GRADIENT METHODS

The present article deals with an identification problem on determination of different filtration and capacitance parameters or initial and boundary conditions for a heterogeneous fractured porous reservoir at a non-linear and non-stationary fluid filtration. The authors solve the problem in an extreme setting, using gradient methods, and derive gradient formulae according to the required parameters. Using the final difference method when solving a straight and conjugate problem, the authors suggest a numerical algorithm for identification of different parameters of a mathematical model of the process studied.

УДК 519.63

Н. М. ДЖАФАРОВА, М. А. РАСУЛОВ, Х. А. ФЕЙЗУЛЛАЕВ

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ТЕЧЕНИЯ
ГАЗА В КУСОЧНО-ОДНОРОДНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

В природных условиях продуктивные пористые среды в основном состоят из нескольких проницаемых грунтов, структура которых, как правило, неоднородна. Обычно, с одной стороны, песчаные и глинистые слои вклиниваются друг в друга и сменяют друг друга, с другой стороны, слои могут изменять свою структуру под влиянием фильтрации флюидов.

Изучение фильтрации газа в неоднородных пластах возможно в двух аспектах.

Во-первых, изучается течение газа в пластах, изменяющих свою пьезопроводность κ скачком на линии разделов границы. Это явление встречается в природных условиях, когда грунты различной структуры соприкасаются друг с другом.

Во-вторых, исследуется фильтрация газов в пластах, проницаемость которых изменяется непрерывно.

Следует отметить, что теоретическое изучение фильтрации газа как в кусочно-однородном, так и в пластах, в которых проницаемость изменяется непрерывно, сопровождаются большими математическими трудностями, во-первых, из-за нелинейности уравнения движения газа, и во-вторых, из-за того, что область исследования состоит из двух или более разнородных сред.

В пределах настоящей статьи мы будем исследовать уравнения движения газа в пористой среде, состоящие из двух сред с различными физическими характеристиками, как с учетом реальных свойств газа, так и без их учета.

Пусть $Q_T = \{(x, t) |, x \in [a_1, b_1] \cup [b_1, b_2], t \in (0, T)\}$,

$Q_T = Q_T^{(1)} + Q_T^{(2)}$. Здесь $Q_T^{(1)} = \{(x, t) |, x \in [a_1, b_1], t \in (0, T)\}$.

$Q_T^{(2)} = \{(x, t) |, x \in [b_1, b_2], t \in (0, T)\}$,

x — пространственная координата, t — время.

Рассмотрим следующую задачу:

$$\frac{\partial \psi(P_1)}{\partial t} = \kappa_1 \frac{\partial^2 \varphi(P_1)}{\partial x^2} \quad \text{в } Q_T^{(1)}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \psi(P_2)}{\partial t} = \kappa_2 \frac{\partial^2 \varphi(P_2)}{\partial x^2} \quad \text{в } Q_T^{(2)}, \quad (2)$$

$$P_2(x, 0) = P_0(x), \quad (i=1,2), \quad x \in [a_1, b_1] \cup [b_1, b_2], \quad (3)$$

$$P_1(a_1, t) = P_c(t), \quad t > 0 \quad (4)$$

$$P_1(b_1, t) = P_2(b_1, t), \quad (5)$$

$$x_1 \frac{\partial \varphi(P_1)}{\partial x} \Big|_{x=b_1} = x_2 \frac{\partial \varphi(P_2)}{\partial x} \Big|_{x=b_1}, \quad (6)$$

$$P_2(b_2, t) = P_k(t). \quad (7)$$

Поставленная задача (1)–(7) физически описывает прямолинейное движение газа к галлерее. Здесь $P_c(t)$, $P_k(t)$ давление газа в галлерее и на контуре пласта, соответственно.

Если $\psi(P) = P$, $\varphi(P) = P^2$, то газ считается идеальным, а в случае

$$\psi(P) = \frac{P}{Z(P)}, \quad \varphi(P) = \frac{\beta P}{Z(P)\mu(P)} \quad \text{— газ считается ре-$$

альным.

Для простоты мы будем изучать движение идеального газа, поскольку предложенная методика с несколькими видоизменениями применяется и в случае реального газа.

Как известно, при переходе границы раздела давление изменяется непрерывно, а его производная испытывает скачок, т. е. поставленная задача в области Q_T не имеет классического решения.

Уравнения (1), (2) можно записать в виде:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = z \frac{\partial^2 \varphi(P)}{\partial x^2}, \quad \text{где } z = \begin{cases} x_1, & x \in [a_1, b_1], \\ x_2, & x \in [b_1, b_2]. \end{cases} \quad (8)$$

Пусть функция $f(x, t)$ — непрерывно дифференцируемая в Q_T и обращается в нуль при $x=a_1$, $x=b_2$, $t=T$. Тогда если $P(x, t)$ — есть решения (8), то имеем:

$$\int_{Q_T} f \left\{ \frac{\partial P}{\partial t} - z \frac{\partial^2 \varphi(P)}{\partial x^2} \right\} dx dt = 0. \quad (9)$$

Преобразуя (9), получаем:

$$0 = \int_{Q_T} \left\{ P \frac{\partial f}{\partial t} - z \frac{\partial f}{\partial x} \frac{\partial \varphi(P)}{\partial x} \right\} dx dt + \int_{a_1}^{b_2} f(x, 0) P_0(x) dx + \int_0^T \left[x_1 \frac{\partial \varphi(P)}{\partial x} \Big|_{x=b_1} - x_2 \frac{\partial \varphi(P)}{\partial x} \Big|_{x=b_1} \right] f(b_1, t) dt.$$

Учитывая условие (6), из последнего выражения имеем:

$$\int_{Q_T} \left\{ P \frac{\partial f}{\partial t} - z \frac{\partial f}{\partial x} \frac{\partial \varphi(P)}{\partial x} \right\} dx dt + \int_{a_1}^{b_2} f(x, 0) P_0(x) dx = 0. \quad (10)$$

Неотрицательную и непрерывную в Q_T функцию $P(x, t)$ будем называть обобщенным решением задачи (1)–(7), если существует обобщенная производная $\frac{\partial \varphi(P)}{\partial x}$, суммируемая с квадратом в

Q_T , и для функции $f(x, t)$, определяемой выше, удовлетворяется интегральное равенство (10).

Существование и единственность обобщенного решения в смысле (10) можно доказать аналогичным образом, как это сделано в [1].

Введем следующие вспомогательные задачи:

$$\frac{\partial v_1(x, t)}{\partial t} = x_1 \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left(\frac{\partial v_1(x, t)}{\partial x} \right), \quad x \in Q_T^{(1)}, \quad (11)$$

$$\frac{\partial v_2(x, t)}{\partial t} = x_2 \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left(\frac{\partial v_2(x, t)}{\partial x} \right), \quad x \in Q_T^{(2)}, \quad (12)$$

$$v_1(x, 0) = v_{01}(x), \quad (13)$$

$$\frac{\partial v_1(a_1, t)}{\partial x} = P_c(t), \quad t > 0 \quad (14)$$

$$v_1(b_1, t) = v_2(b_1, t), \quad (15)$$

$$x_1 \varphi \left(\frac{\partial v_1(b_1, t)}{\partial x} \right) = x_2 \varphi \left(\frac{\partial v_2(b_1, t)}{\partial x} \right), \quad (16)$$

$$\frac{\partial v_2(b_2, t)}{\partial x} = P_k(t). \quad (17)$$

где $v_{01}(x)$ — есть какое-нибудь решение уравнения

$$\frac{\partial v_{0i}(x)}{\partial x} = P_{0i}(x), \quad (i=1,2). \quad (18)$$

Как видно, решения уравнений (11), (12) являются более гладкими, чем решения уравнений (1), (2). Если существуют классические решения задач (11)–(17), то справедлива

Теорема 1. Если $y_1(x, t)$, $y_2(x, t)$ являются классическими решениями уравнения (11), (17), то

$$P(x, t) = \begin{cases} \frac{\partial v_1(x, t)}{\partial x}, & (x, t) \in Q_T^{(1)}, \\ \frac{\partial v_2(x, t)}{\partial x}, & (x, t) \in Q_T^{(2)}, \end{cases} \quad (19)$$

является обобщенным решением задачи (1)–(7) в смысле (10).

Доказательство. Объединяя (11), (12), можем написать:

$$\frac{\partial v(x, t)}{\partial t} - z \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left(\frac{\partial v(x, t)}{\partial x} \right) = 0.$$

Тогда из этого равенства для всякой функции $f(x, t)$, которая определена выше, имеем:

$$0 = \int_{Q_T} \frac{\partial f}{\partial x} \left\{ \frac{\partial v}{\partial t} - x \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right) \right\} dx dt = \int_{Q_T^{(1)}} \frac{\partial f}{\partial x} \left\{ \frac{\partial v}{\partial t} - x_1 \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left(\frac{\partial v_1}{\partial x} \right) \right\} dx dt + \int_{Q_T^{(2)}} \frac{\partial f}{\partial x} \left\{ \frac{\partial v_2}{\partial t} - x_2 \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left(\frac{\partial v_2}{\partial x} \right) \right\} dx dt. \quad (20)$$

Преобразуя (20), получим:

$$- \int_{Q_T^{(1)}} \frac{\partial^2 v_1}{\partial x \partial t} f dx dt + x_1 \int_{Q_T^{(1)}} f \frac{\partial^2}{\partial x^2} \varphi \left(\frac{\partial v_1}{\partial x} \right) dx dt - \int_{Q_T^{(2)}} \frac{\partial^2 v_2}{\partial x \partial t} f dx dt + x_2 \int_{Q_T^{(2)}} f \frac{\partial^2}{\partial x^2} \varphi \left(\frac{\partial v_2}{\partial x} \right) dx dt = 0.$$

Наконец, с учетом (19) получаем, что $P(x, t)$ является обобщенным решением задачи (1)–(7) в смысле (10).

Задачи (11)–(17) введены только для теоретического исследования, т. е. для доказательства сходимости метода сеток, для доказательства существования и единственности решения и т. д. Они в расчетах участвовать не будут, (см., напр. [4–6]).

Теперь методом сеток найдем разностные решения задачи (1)–(7). С этой целью область Q_T непрерывного изменения заменим областью $\omega_{h\tau}$ дискретного изменения, т. е. на Q_T построим сетку:

$$\omega_{h\tau} = \left\{ x_1 = ih_j, t_k = \kappa\tau, i = \overline{0, n}, h_j = \frac{b_j - a_j}{n}, j = 1, 2, a_2 = b_1, \tau > 0, \kappa = 0, 1, \dots \right\}, \omega_{h\tau} = \omega_{h\tau}^{(1)} + \omega_{h\tau}^{(2)},$$

$$\omega_{h\tau}^{(1)} = \left\{ x_1 = ih_1, t_k = \kappa\tau, i = 0, \left[\frac{n}{2} \right] \right\},$$

$$\omega_{h\tau}^{(2)} = \left\{ x_1 = ih_2, t_k = \kappa\tau, i = \left[\frac{n}{2} \right] + 1, n \right\}.$$

Задачу (1)–(7) на узлах сетки $\omega_{h\tau}$ аппроксимируем следующим образом:

$$P_{1t} = x_1 \varphi_{x\bar{x}} (\hat{P}_1) \quad \text{на } \omega_{h\tau}^{(1)}, \quad (21)$$

$$P_{2t} = x_2 \varphi_{x\bar{x}} (\hat{P}_2) \quad \text{на } \omega_{h\tau}^{(2)}, \quad (22)$$

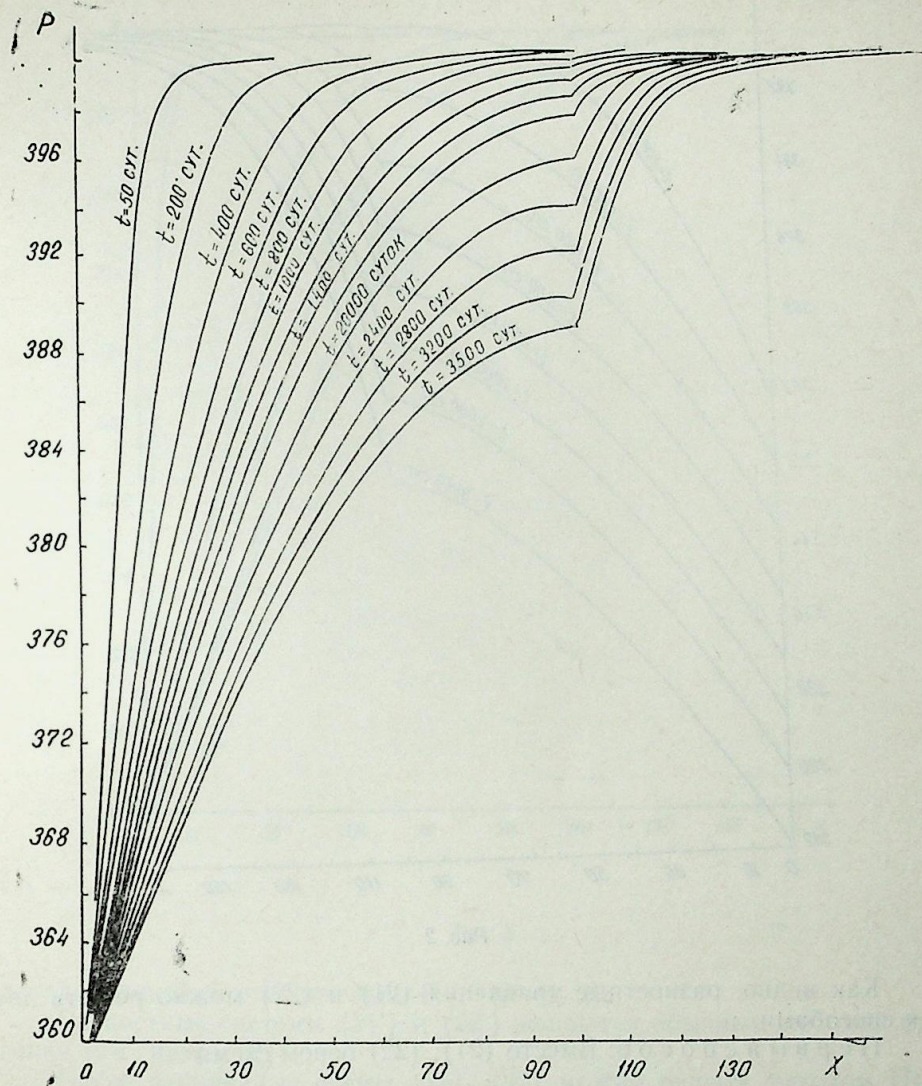


Рис. 1

$$P_j(x_i, 0) = P_{0i}(ih), \quad (j = 1, 2), i = \overline{1, n} \quad (23)$$

$$P_1(a_1, t_k) = P_c(\kappa\tau), \quad (24)$$

$$P_1(b_1, t_k) = P_2(b_1, t_k), \quad (25)$$

$$x_1 \varphi_x (P_1)|_{x_1=b_1} = x_2 \varphi_x (P_2)|_{x_1=b_1}, \quad (26)$$

$$P_2(b_2, t_k) = P_k(\kappa\tau). \quad (27)$$

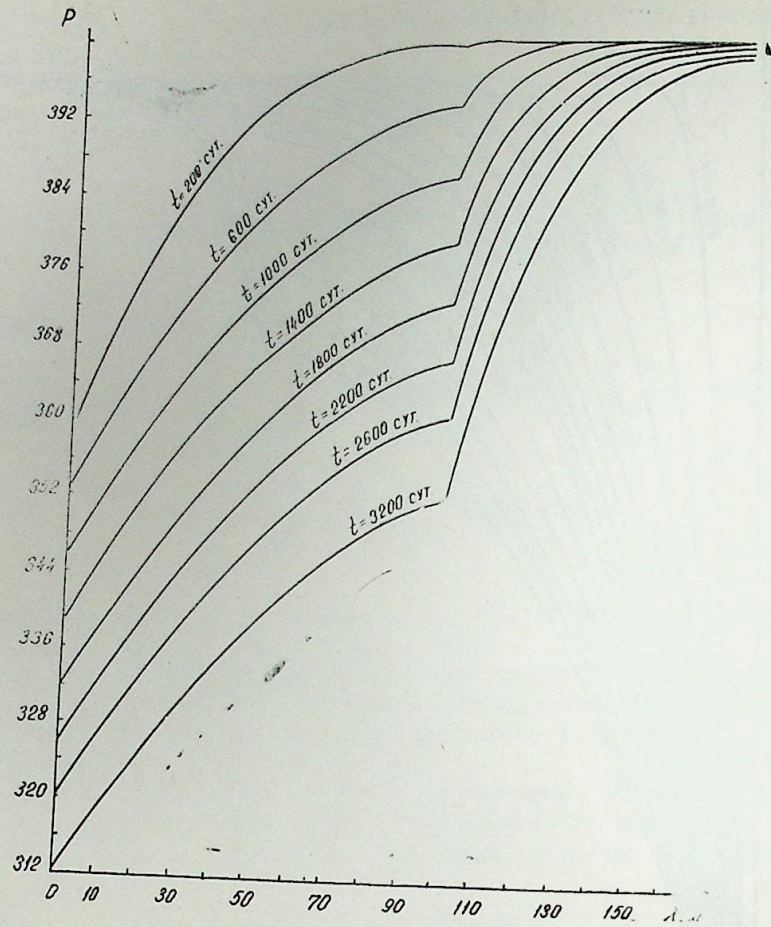


Рис. 2

Как видно, разностные уравнения (21) и (22) можно решать двумя способами.

Первый способ: Вместо (21), (22) берем схемы:

$$\frac{1}{\tau} (\hat{P}_1 - P_1) = \frac{x_1}{h_1^2} \left[\frac{\varphi'(P_{1i+1}) + \varphi'(P_{1i})}{2} (\hat{P}_{1i+1} - \hat{P}_{1i}) - \frac{\varphi'(P_{1i}) + \varphi'(P_{1i-1})}{2} (\hat{P}_{1i} - \hat{P}_{1i-1}) \right], \quad (21')$$

$$\frac{1}{\tau} (\hat{P}_2 - P_2) = \frac{x_2}{h_2^2} \left[\frac{\varphi'(P_{2i+1}) + \varphi'(P_{2i})}{2} (\hat{P}_{2i+1} - \hat{P}_{2i}) - \frac{\varphi'(P_{2i}) + \varphi'(P_{2i-1})}{2} (\hat{P}_{2i} - \hat{P}_{2i-1}) \right], \quad (22')$$

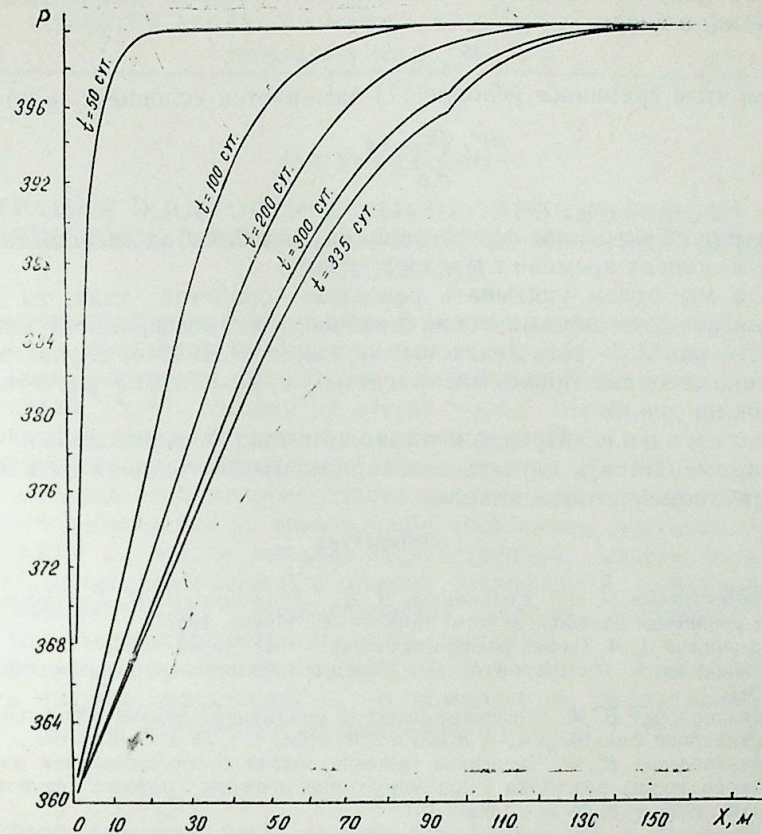


Рис. 3

которые линейны относительно \hat{P}_j , ($j=1, 2$).

Разностные системы (21') и (22') решаются обычным методом прогонки (см., напр. [2]).

Чисто нелинейные схемы (21), (22) можно решать методом Ньютона [2, 3].

По схемам (21') и (22') проводились расчеты на БЭСМ-6. В качестве начальных и граничных функций взяты следующие функции и исходные данные:

$P_0(x) = 400$ атм, $P_c(t) = 360$ атм, $P_k(t) = 400$ атм.
 $a_1 = 0$, $b_1 = 100$ м, $b_2 = 200$ м, $x_1 = 0,01$, $x_2 = 0,001$

На рис. 1 показано изменение давления:

$$P(x, t) = \begin{cases} P_1(x, t), & (x, t) \in \omega_{h_1}^{(1)} \\ P_2(x, t), & (x, t) \in \omega_{h_2}^{(2)} \end{cases}$$

от координаты x при разных значениях времени t .

Часто на практике для газовых скважин соблюдается режим мак-

симально допустимой депрессии на пласт, который математически записывается в виде:

$$P_{пл} - P_c(t) = \delta.$$

При этом граничное условие (7) заменяется условием:

$$\frac{\partial P_2(b_2, t)}{\partial x} = 0.$$

На рис. 2 показаны распределения давления вдоль пласта в различных моментах времени t .

Если мы будем учитывать реальные свойства газа, то должны предполагать, что динамическая вязкость μ , коэффициент сверхсжимаемости газа Z — есть некоторые функции P . В этом случае по предложенной методике проведены расчеты и результаты расчетов представлены на рис. 3.

З а м е ч а н и е. Предложенная методика с небольшими изменениями применяется к случаю плоскорадиального течения газа в кусочно-однородном круговом пласте.

Литература

1. Ладыженская О. А., Солонников В. А., Уральцева Н. Н. Линейные и квазилинейные уравнения параболического типа. — М.: Наука, 1967.
2. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1977.
3. Демидович Б. П., Марон Н. А. Основы вычислительной математики. — М.: Наука, 1966.
4. Баклановская В. Ф. Численное решение одномерной задачи для уравнений типа нестационарной фильтрации. — ЖВМ и МФ, 1961, т. 1, № 3, с. 461—469.
5. Баклановская В. Ф. Численное решение задачи о восстановлении давления и распределении волны разгрузки при упруго-пластическом режиме фильтрации. — ЖВМ и МФ, 1968, т. 8, № 3, с. 696—701.
6. Расулов М. А. Численный метод решения одного уравнения параболического типа с вырождением. — ДУ, 1982, т. VIII, № 8, с. 1418—1426.
7. Расулов М. А., Оруджалиева З. Ф. Об одном численном решении задачи нестационарной фильтрации газа в неоднородной среде/Дифференциальные уравнения с частными производными и их приложения. — Тематич. сб. науч. тр. Баку, 1985, с. 53—60.

Н. М. Чэфарова, М. Э. Расулов, Х. А. Феизуллаев

НИССӘ-НИССӘ БИРЧИНС МӘСАМӘЛИ МҮҢИТДӘ ГЭРАРЛАШМАМЫШ ГАЗ АХЫНЫНЫН ЭДӘДИ ҺӘЛЛИ

Мәгаләдә физики характеристикалары мұхтәлиф олан ики ниссә-ниссә бирчинс мәсамәли мұһитдә реал вә идеал газын гэрарлашмамыш ахыны өјрәннилр. Бахылан мәсәлә шәбәкә усулу илә һәлл едиллр.

Тәгриби һәлли дәгиг һәллә јыгылмасы үчүн көмәкчи мәсәлә дахил едиллр ки, бу мәсәләнин һәлли, гојулмуш әввәлки мәсәләнин һәллине нисбәтән һамардыр.

N. M. Djafarova, M. A. Rasulov, Kh. A. Feizullaev
NUMERICAL SOLUTION OF UNSTEADY GAS FLOW
IN PIECEWISE-HOMOGENEOUS POROUS MEDIUM

The article studies a problem of unsteady gas flow in two media with different physical characteristics either taking into account real gas properties or without it. The problem is solved by a net method, and to prove a convergence the authors suggest a new methodics introducing an auxiliary problem the solution of which is smoother than the solution of the initial equation.

УДК 622.011.4.

Т. К. РАМАЗАНОВ

ФИЛЬТРАЦИЯ ЖИДКОСТИ К ВЫСОКОПРОНИЦАЕМОМУ ОКНУ, НАХОДЯЩЕМУСЯ В ПЛАСТЕ С ЛИНЕЙНО-НАСЛЕДСТВЕННЫМИ СВОЙСТВАМИ

Неустановившаяся фильтрация флюида в деформируемых глубинных пластах изучалась многими авторами [1—5]. Однако реологическая модель построена только для линейно-упругой насыщенной пористой среды [5, 6], которая не всегда полно отражает процессы деформирования при возмущении давления в поровом пространстве. Экспериментальные и практические исследования [7, 8] механических свойств матрицы насыщенного пласта показывают, что деформация скелета может изменяться во времени при постоянном значении нагрузки.

В работе на основе линейно-наследственной модели насыщенной пористой среды, построенной в рамках однофазной линейной теории наследственности [9], рассматривается задача о притоке упругой жидкости к высокопроницаемому окну (трещине).

1. В пределах линейно-наследственной теории зависимости компоненты полных деформаций e_{ij} от компонентов эффективных напряжений σ_{ij}^f для изотропной насыщенной пористой среды представим в виде:

$$\epsilon_{ij} = \frac{1}{2G} \left[S_{ij} + \int_0^t H(t-\tau) S_{ij}(\tau) d\tau \right], \quad (1.1)$$

$$e_{kk} = \frac{1}{3(1-m_0)K} \left[S_{kk}^f + \int_0^t L(t-\tau) S_{kk}^f(\tau) d\tau \right]$$

где $H(t)$, $L(t)$ — ядра интегральных операторов, определяемые законом изменения скорости деформации от времени; m_0 — начальное значение пористости; ϵ_{ij} , S_{ij} — компоненты тензоров деватора деформаций и полных напряжений Γ_{ij} , т. е. $\epsilon_{ij} = e_{ij} - e_{kk}\delta_{ij}$, $e_{kk} = (1/3)e_{ij}\delta_{ij}$, $S_{ij} = \Gamma_{ij} - \Gamma_{kk}\delta_{ij}$.

$$\Gamma_{kk} = (1/3)\Gamma_{ij}\delta_{ij}; S_{ij}^f = \sigma_{ij}^f - \epsilon P\delta_{ij}, \epsilon = (1-m_0)\beta_1 K,$$

β_1 — изотермическая сжимаемость материала матрицы; $(1-m_0)K$ — модуль всестороннего сжатия скелета [6]; G — модуль сдвига.

Применив преобразование Лапласа к (1.1), получим:

$$\bar{\epsilon}_{ij} = \frac{1 + \bar{H}(\lambda)}{2G} \bar{S}_{ij}, \bar{e}_{kk} = \frac{\bar{\Gamma}_{kk} + (1-\epsilon)\bar{P}}{3(1-m_0)K}, \quad (1.2)$$

где $\bar{\varphi}(\lambda) = \int_0^{\infty} \varphi(t) e^{-\lambda t} dt = L[\varphi(t)]$, $L(t) \equiv 0$

Если заменить коэффициент соотношений (1.2) $G/(1+\bar{H}(\lambda))$ упругой постоянной G , то эти соотношения переходят в линейно-упругий закон Гука [6]. Таким образом, решения задач квазистационарной линейной теории наследственности можно свести к решению задачи линейной теории упругости: для этого в изображениях Γ_{ij} , P , m и т. д. нужно заменить упругие коэффициенты соответствующими им реологическими операторами в изображениях Лапласа (принцип Вольтерра).

В качестве примера ядра интегрального оператора в (1.1) выберем функцию $H(t) = \theta_* \exp(-\theta t)$. Тогда из (1.1) получим:

$$\frac{ds_{ij}}{dt} + (\theta' + \theta_*) s_{ij} = 2G \left(\frac{d\varepsilon_{ij}}{dt} + \theta' \varepsilon_{ij} \right), \quad (1.3)$$

где E , E' и θ_*^{-1} , $(\theta')^{-1}$ — первый, второй мгновенные модули Юнга и времена релаксации матрицы соответственно; $\theta_* = E_* / \eta$; $\theta' = E' / \eta$; η — вязкость матрицы и пласта. Уравнение (1.3) описывает процессы деформации в вязкоупругой среде Кельвина [9].

Пусть в постановке задачи [2] нелокальной фильтрации жидкости система «матрица пласта + порода вышележащего массива» обладает реологическими свойствами вида (1.1).

Для упругой системы изменение давления в неограниченном пласте описывается линейным интегродифференциальным уравнением [2, 3]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (p - \alpha \int_0^{\infty} \psi(\xi z) p^*(\xi, z, t) \xi \omega_0(r\xi) d\xi) = \\ = \kappa \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right) \right] \end{aligned} \quad (1.4)$$

Используя принцип Вольтерра при постоянных значениях коэффициентов Пуассона (ν , $\nu_1 = \text{const}$), из (1.4) получим уравнение фильтрации в линейно-наследственной системе в изображениях Лапласа:

$$\bar{p} - \bar{\alpha}(\lambda) \int_0^{\infty} \bar{\psi}(\xi t, \lambda) \bar{p}^* \xi \omega_0(r\xi) d\xi = \bar{\kappa}(\lambda) \nabla^2 \bar{p}, \quad (1.5)$$

$$\text{где} \quad \nabla^2 = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \quad (1.6)$$

$$\begin{aligned} \bar{p}^* &= \int_0^{\infty} \bar{p} r \omega_0(r\xi) dr, \quad \omega_0(r\xi) = J_0(r\xi) Y_1(r_c \xi) - Y_0(r\xi) J_1(r_c \xi) \\ \bar{\kappa}(\lambda) &= \kappa_0 [\bar{\alpha}_1(\lambda) \lambda \mu_0], \quad \bar{\alpha}_1(\lambda) = (1 - m_0) (1 - \beta_1 K) [\beta_1 + s (1 + \bar{H}(\lambda))] + \\ &+ m_0 [\beta_2 + s (1 + \bar{H}(\lambda))], \quad \bar{\alpha}(\lambda) = 2s (1 - 2\nu) [1 + \bar{H}(\lambda)] [(1 - m_0) (1 - \\ &- \beta_1 \kappa) + m_0] \bar{\alpha}_1(\lambda), \quad s = \frac{(1 - 2\nu) (1 - \varepsilon)}{2G (1 - \nu)}, \end{aligned}$$

$$\bar{\psi}(\xi z, \lambda) = \frac{2\bar{c}_1 (\bar{n} - 1) \text{sh}(h\xi) \text{ch}(\xi z)}{c_1 \{ 2(1 - n) \xi h + [1 + n (3 - 4\nu)] \text{sh}(2h\xi) \} + c_2 \exp(-2h\xi)},$$

$$\bar{n} = n \frac{\bar{H}_1(\lambda)}{H(\lambda)}, \quad \bar{c}_1 = \bar{n} + 3 - 4\nu, \quad \bar{c}_2 = 8 \bar{n} (1 - \nu) (1 - \nu_1);$$

$H_1(t)$ — ядро интегрального оператора уравнения (1.1), описывающего деформацию в вышележащем массиве.

2. Известно, что трещины могут возникать на поверхностях контакта между пластом и массивом, расположенными на кровле или подошве [3]. Пусть трещина возникла на кровле пласта и задан ее дебит, т. е. объемный поток выражается по известной формуле:

$$Q(t) = \frac{2\pi\kappa_0}{\mu} \int_0^{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} r dr \quad r \in [r_c, \rho], \quad \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad r \in [\rho, \infty] \quad z = h \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial p}{\partial z} = 0 \quad r \in [r_c, \infty], \quad z = 0, \quad \frac{\partial p}{\partial z} = 0 \quad r = r_c,$$

где r_c , ρ — радиусы скважины и трещины; h — мощность пласта; κ_0 — коэффициент проницаемости; μ — вязкость жидкости.

При решении задачи первое граничное условие (2.1) удобнее заменить эквивалентным распределением стока, обеспечивающим тот же дебит [10]:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \frac{Q(t)}{2\pi\kappa_0 \rho \sqrt{\rho^2 - r^2}} \quad r \in [r_c, \rho], \quad z = h \quad (2.2)$$

Воспользуемся методом [11], заключающимся в осреднении уравнения (1.5) по толщине пласта. Применяя к последнему преобразование Веберо—Орра, получим:

$$\bar{p}^* = \frac{\bar{q}(\lambda) \bar{\kappa}(\lambda) f(\xi)}{\rho \xi [1 - \bar{\alpha}(\lambda) \bar{\psi}(\xi h, \lambda) + \bar{\kappa}(\lambda) \xi^2]}, \quad (2.3)$$

где

$$\bar{q}(\lambda) = \frac{Q(\lambda) \mu}{2\pi\kappa_0 h}, \quad \bar{p}(r, \lambda) = \frac{1}{h} \int_0^h \bar{p}(r, z, \lambda) dz$$

$$f(\xi) = \frac{Y_1(r_c \xi) [\sin(\rho \xi) - \sin(r_c \xi)] + Y_1(r_c \xi) [\cos(\rho \xi) - \cos(r_c \xi)]}{J_1^2(r_c \xi) + Y_1^2(r_c \xi)}$$

$$\bar{\psi}(\xi h, \lambda) = 1 - \bar{\alpha}(\lambda) \bar{\psi}(\xi z, \lambda) \text{sh}(\xi h) | (h\xi \text{ch}(\xi t))$$

Переходя в (2.3) к оригиналу по t и r , найдем:

$$p = \frac{1}{2\pi i \rho} \int_0^{\infty} \int_{-i\infty}^{i\infty} \frac{\bar{q}(\lambda) e^{\lambda t} f(\xi) \omega_0(r\xi) d\lambda d\xi}{[\tau^1(\xi h, \lambda) | \bar{\kappa}(\lambda) + \xi^2] [J_1^2(r_c \xi) + Y_1^2(r_c \xi)]} \quad (2.4)$$

Исследуем подробнее возникающий при этом интеграл $L^{-1}[\bar{P}^*(\xi z, h)]$, сделав некоторые упрощения. Пусть $H(t) = H_1(t) = \theta_* |(\lambda + \theta')$ и фазы насыщенного пористого пласта слабосжимаемые, т. е.

$\beta_1 K \sim \beta_2 K \ll 1$. Тогда из (1.6) имеем:

$$\begin{aligned} \bar{\alpha}_1(\lambda) &\approx (1 - 2\nu)(1 + \nu) [1 + \bar{H}(\lambda)] | E(1 - m_0)(1 - \nu) \\ \bar{\alpha}(\lambda) &\approx \alpha = 2(1 - \nu), \bar{n}(\lambda) = n, \bar{\psi}(\xi z, \lambda) = \psi(\xi z) \\ \tau'(\xi h, \lambda) &= 1 - \bar{\alpha}(\lambda) \bar{\psi}(\xi h, \lambda). \end{aligned} \quad (2.5)$$

С учетом (2.5) интеграл (2.4) при $\bar{q}(\lambda) = q_0 / (\lambda)$ можно представить в виде:

$$p = \frac{q_0}{\rho} \int_0^\infty r^{-2} f(\xi) \Phi(\xi h, t) \omega_0(r\xi) d\xi, \quad (2.6)$$

$$\text{где } \Phi(\xi h, t) = 1 + \frac{\theta \kappa_0 \xi^2}{\tau'(\xi h) (\lambda_1 - \lambda_2)} \sum_{j=1}^2 (-1)^{j-1} \frac{\lambda_j + \theta'}{\lambda_j} e^{\lambda_j t}$$

$$\lambda_{1,2} = -\frac{1}{2} [\theta_* + \theta' + \theta \kappa_0 \xi^2 | \tau'(\xi h) \mp$$

$$\mp \sqrt{[\theta_* - \theta' + \theta \kappa_0 \xi^2 | \tau'(\xi h)]^2 + 4 \theta_* \theta'} | \theta = \mu | E$$

Процесс фильтрации в ограниченной круговой области радиуса с непроницаемой границей исследуется аналогично предыдущей задаче. Уравнение нелокально-упругого режима фильтрации согласно [3, 10] имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(p - \frac{\pi^2}{2} \alpha \sum_{i=1}^{\infty} \psi(\xi z) p^* \Phi_{0i}(r) \right) = \kappa \nabla^2 p$$

$$\text{Здесь } p^* = \int_{r_c}^R p r \omega_0(r\xi) dr$$

ξ_i — последовательные положительные корни уравнения $\omega_1(R\xi_i) = 0$,

$$\begin{aligned} \omega_1(r\xi_i) &= J_1(r\xi_i) Y_1(r_c \xi_i) - Y_1(r\xi_i) J_1(r_c \xi_i), \Phi_{0i}(r) = \\ &= \frac{\xi_i \omega_0(r\xi_i) J_1^2(R\xi_i)}{J_1^2(r_c \xi_i) - J_1^2(R\xi_i)}. \end{aligned}$$

Используя принцип Вольтерра, получим:

$$\bar{p} - \frac{\pi^2}{2} \bar{\alpha}(\lambda) \left[\sum_{i=1}^{\infty} \bar{\psi}(\xi_i, z, \lambda) \bar{p}^* \Phi_{0i}(r) \right] = \bar{\kappa}(\lambda) \nabla^2 \bar{p} \quad (2.7)$$

Задача (2.2), (2.7) решается при помощи конечного интегрального преобразования Ганкеля [10] и имеет вид:

$$p = \frac{\pi^2}{2} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{\xi_i^2 \omega_0(r\xi_i) J_1^2(R\xi_i)}{J_1^2(r_c \xi_i) - J_1^2(R\xi_i)} p^*(\xi_i, t), \quad (2.8)$$

$$\text{где } p^*(\xi_i, t) = \frac{q_0}{\rho \xi_i^3} \Phi(\xi_i h, t) f_1(\xi_i), f_1(\xi_i) = f(\xi_i) [J_1^2(r_0 \xi_i) + Y_1^2(r_c \xi_i)]$$

Осредняя решение (2.6) и (2.8) по площади трещины, получим средневзвешенное давление $\langle p \rangle$ по ее площади. При этом решении (2.6) в безразмерных переменных сводится к виду:

$$\langle P \rangle = \frac{2}{\rho_c^2 - 1} \int_0^\infty \Phi(xh_c, T) f(x) x^{-3} \omega_1(\rho_c x) dx \quad (2.9)$$

для неограниченного пласта, а (2.8)

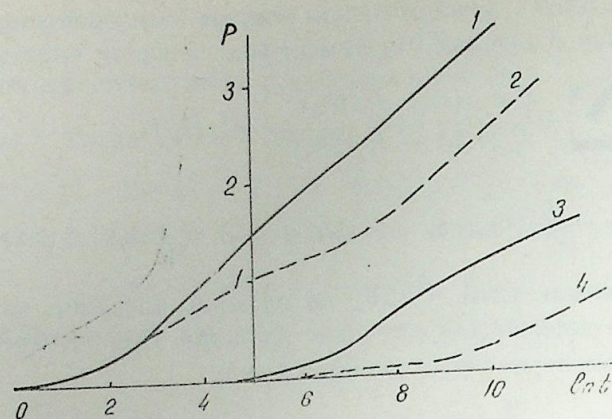
$$\langle P \rangle = \frac{\pi^2}{\rho_c^2 - 1} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{J_1^2(R_c x_i) \Phi(x_i h_c) \omega_1(\rho_c x_i)}{x_i^2 [J_1^2(x_i) - J_1^2(R_c x_i)]}$$

для ограниченного пласта. Здесь $\rho_c = \rho' r_c$,

$$\begin{aligned} f(x) &= f_1(x) [J_1^2(x) + Y_1^2(x)]^{-1}, f_1(x_i) = \\ &= Y_1(x_i) [\sin(\rho_c x_i) - \sin x_i] + J_1(x_i) [\cos(\rho_c x_i) - \cos x_i], \\ P &= p | q_0, x_i = r_c \xi_i, R_c = R | r_c, h_c = h | r_c, \bar{\theta} = \theta \kappa_0 | r_c^2 \end{aligned}$$

На рисунке приведена зависимость роста безразмерного давления вблизи трещины в бесконечном пласте от времени. Нелокально-упругому режиму при $\bar{\theta} = 10^2 \text{ с}^{-1}$, $n = 10$, $\nu = 0,2$, $\nu_1 = 0,3$, $m_0 = 0,15$, $h_c = 10^2$ и при $\rho_c = 10^2$ соответствует сплошная кр. 1, при $\rho_c = 10^3$ — кр. 3. Пунктирные линии отвечают вязкоупругому режиму для $\theta' = 10^{-3} \text{ сек}^{-1}$, $\theta_* = 10^{-2} \text{ сек}^{-1}$, $\rho_c = 10^2$ (кр. 2) и $\rho_c = 10^3$ (кр. 4). Показано, что меньшей величине коэффициента вязкости матрицы пласта соответствует большее изменение порового давления. Установлено, что увеличение безразмерного радиуса трещины приводит к значительному уменьшению депрессии давления. В вязкоупругом пласте Кельвина и упругом пласте для $P_c = 10^3$ давление вблизи трещины в начальные периоды отбора ($t_{\text{вз. упр}} \lesssim 10^3 \text{ с}$, $t_{\text{упр}} \lesssim 10^2 \text{ с}$) практически не меняется. Начиная с $t \sim 10^3 \text{ с}$ (при $\rho_c = 10^2$) и $t = 10^4 \text{ с}$ (при $\rho_c = 10^3$), закон изменения давления в вязкоупругом пласте асимптотически приближается к соответствующей закономерности для нелокально-упругого режима фильтрации.

В связи с этим выбор оптимальных условий отбора жидкости оп-



Изменение безразмерного давления в трещине при различных значениях ρ_e

ределяется не только упругими и релаксационными параметрами, но и размером трещины.

Если матрица пласта описывается вязкоупругой моделью Максвелла, то давление вблизи трещины быстрее достигает стационарного значения. Тем самым последняя модель неполно отражает процесс фильтрации, так как предсказываемые на ее основе гидродинамические эффекты в практике не наблюдаются. По известному полю возмущения порового давления (2.9) можно определить изменения гидродинамических параметров насыщенного жидкостью пласта [4, 6, 12]:

$$m = (1 - m_0) \left\{ (\beta_1 + s) p + s \theta_* L^{-1} \left[\frac{p(r, \lambda)}{\rho + \theta'} \right] - 2s (1 - \right.$$

$$\left. - 2\nu) \left(\int_0^{\infty} \psi(\xi h) p^*(r, t) \xi \omega_0(r\xi) d\xi + \theta_* L^{-1} \left[\frac{\int_0^{\infty} \psi(\xi h) \bar{p}(r, \lambda) \xi \omega_0(r\xi) d\xi}{\lambda + \theta'} \right] \right) \right\},$$

$$\frac{\kappa}{\kappa_0} = \left(1 + \frac{m}{m_0} \right)^{\alpha_\kappa / \alpha_m} - 1$$

Оказалось, что наследственные свойства параметров пласта проявляются в начальной стадии возмущения ($t \sim \theta_*^{-1}$), а потом со временем преобладают упругие свойства.

Литература

1. Исаев Р. Г. Об учете характерных особенностей пласта и насыщающего пласт флюида в процессах фильтрации в деформируемых коллекторах. — ПМТФ, 1968, № 5.
2. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Напряженно-деформированное состояние горного массива при нелокально-упругом режиме фильтрации жидкости в пласте. — Изв. АН СССР, МТТ, 1977, № 3.
3. Рамазаов Т. К., Казакевич Г. И. Оседание земной поверхности, напряжения и перемещения вблизи действующих скважин. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 1.

4. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Напряженно-деформированное состояние пласта и восстановление давления в скважине. — В сб.: Механика деформ. тела. М.: Наука, 1986.

5. Biot M. A. General solution of the equations of elasticity and consolidation for a porous material. — J. Appl. Mech., 1956, 23, № 14

6. Николаевский и др. Механика насыщенных пористых сред. — М.: Недра, 1970.

7. Рейнер М. Феноменологическая макрореология. — В кн.: Реология. Теория и приложения/Перев. с англ. М.: ИЛ, 1962, его же. Деформация и течения. — Гостоптехиздат, 1963.

8. Цытович Н. А. Механика грунтов. Изд. 4-е. — М.: Госстройиздат, 1963.

9. Роботнов Ю. Н. Пользучесть элементов конструкций. — М.: Наука, 1966.

10. Грей Э., Мэтьюз Г. Б. Функция Бесселя и их приложения к физике и механике. — М.: ИЛ, 1949.

11. Thomas R. H. Some conduction problems in heating of small areas on large solids. — Quart. J. mech., appl. math. Oxford, 1957, v. X, pt 4.

12. Черных В. А. Нелинейно-упругий режим фильтрации в упруго-вязкой пористой среде. — Изв. АН СССР, МЖГ, 1970, № 2.

Т. Г. Рамазанов

ХЭТТИ-ИРСИ ХҮСУСИЈЭТЛИ ЛАЈДА ЈЕРЛЭШЭН ЈУКСЭК КЕЧИРИЧИЛИКЛИ ПЭНЧЭРЭЈЭ МАЈЕНИН СҮЗҮЛМЭСИ

Мэгалэдэ маје илэ дојмуш мэсамэли мүһитин хэtti-ирси моделинэ эсасэн эластик мајенин јуксэк кечиричиликли пэнчэрэјэ (чата) ахыны мэсэлэсинэ бахылмышдыр.

Мүэјјэн олунамшдур ки, лајда маје чыхарылмасынын оптимал шэртлэринин сечилмэси «лај+массив» системин тэкчэ эластик вэ релаксација параметрлэри илэ дејил, һэм дэ чатын өлчүсү илэ тэјин олунар.

Т. К. Ramazanov

FLUID FILTRATION TO A HIGHLY PERMEABLE WINDOW IN A RESERVOIR HAVING LINEAR-HEREDITARY PROPERTIES

On the basis of a linear-hereditary model of a saturated porous medium the author considers a problem of an elastic fluid influx to a window (fracture) having high permeability.

The choice of optimal conditions for a fluid selection is determined not only by elastic and relaxation parameters of «reservoir+mass» system, but by a fracture size as well.

УДК 622.276.038:532.5

И. А. НАСРУЛЛАЕВ, Д. Г. АЛМАМЕДОВ

**ПРИТОК УПРУГОЙ ЖИДКОСТИ К ЭКСЦЕНТРИЧНО
 РАСПОЛОЖЕННОЙ СКВАЖИНЕ С ЗАДАННЫМ ЗАБОЙНЫМ
 ДАВЛЕНИЕМ В КРУГОВОМ УПРУГОМ ПЛАСТЕ**

Для аналитических исследований многих задач фильтрации жидкости в ограниченных пластах обычно области фильтрации заменяют более простыми схематизированными областями таким образом, чтобы такая замена не оказывала существенного влияния на основные показатели разработки. Однако после такой замены скважины не всегда оказываются в центре области фильтрации. Поэтому изучению фильтрации жидкости к эксцентрично расположенной скважине в круговом пласте посвящено очень много работ. Однако все эти работы выполнены в основном при стационарном режиме [1, 2] фильтрации и для скважин-стоков, т. е. для скважин бесконечно малого радиуса с заданными дебитами [3, 4]. Часть этих работ выполнена даже для неоднородных пластов [1, 2]. Когда задается забойное давление скважин, подобная задача, насколько нам известно, до сих пор не рассмотрена. Исследование такой задачи представляет особый интерес при изучении теплового поля эксцентрично расположенной нагнетательной скважины (учитывая, что в таких скважинах в основном задается забойная температура), при решении обратных задач фильтрации, при интерпретации результатов исследования скважин прослеживанием изменения дебита и др.

Поэтому рассмотрим движение упругой жидкости к эксцентрично расположенной скважине с постоянным забойным давлением в круговом упругом пласте, когда на контуре поддерживается постоянное давление P_k .

Тогда математическая постановка рассмотренной задачи будет в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 P}{\partial \theta^2} = \frac{1}{x} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (1)$$

$$P = P_c \quad \text{при } \rho = \sqrt{r^2 - 2ar \cos \theta + a^2} = r_c, \quad (2)$$

$$P = P_k \quad \text{при } r = R_k,$$

$$P = P_0 \quad \text{при } t = 0,$$

где a — расстояние от центра пласта до центра скважины. Полярная ось $o\rho$ проходит через центр скважины, поэтому в выражении ρ не содержится полярный угол центра скважины. Математическая постановка этой задачи отличается от соответствующей постановки задачи

теплопроводности, рассмотренной в [7], лишь условием (2). Поэтому предполагая $P_k = P_0$, а также то, что контур скважины не искажает поле давления в удаленных от скважины частях пласта, и оставив условие (2) пока не использованным согласно работам [5, 6], решение поставленной задачи в лапласовом изображении можно представить в виде:

$$L\Delta P = B \left[K_0 \left(\rho \sqrt{\frac{s}{x}} \right) + \sum A_n I_n \left(r \sqrt{\frac{s}{x}} \right) \cos n\theta \right], \quad (5)$$

где

$$A_n = -\varepsilon_n \frac{K_n \left(R_k \sqrt{\frac{s}{x}} \right)}{I_n \left(R_k \sqrt{\frac{s}{x}} \right)} I_n \left(a \sqrt{\frac{s}{x}} \right), \quad \varepsilon_0 = 1; \quad \varepsilon_n = 2 \quad (n \geq 1).$$

Нетрудно показать, что ряд в формуле (5) сходится равномерно даже при $r = R_k$.

Как видно из (5), перепад давления не является лишь функцией одной переменной ρ ; он зависит еще от полярного угла даже на поверхности забоя скважины. В этой связи найденное изображение (5) не удовлетворяет точно условию (2). Поэтому для удовлетворения забойному условию найденному изображению согласно [5, 6] целесообразно задаваться средним (по окружности скважины) забойным давлением. Тогда лапласовое изображение такого среднего значения перепада забойного давления будет:

$$\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} L\Delta P \Big|_{\rho=r_c} d\varphi = \frac{\Delta P_c}{s} \quad (6)$$

Подставив выражение $L\Delta P$ из (5) в (6) и, учитывая

$$\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_n \left(r \sqrt{\frac{s}{x}} \right) \cos n\theta \Big|_{\rho=r_c} d\varphi = I_n \left(r_c \sqrt{\frac{s}{x}} \right) I_n \left(a \sqrt{\frac{s}{x}} \right), \quad (7)$$

определяем коэффициент B .

Подставляя найденное значение B в формулу (5), определяем лапласовое изображение перепада давления в виде:

$$L\Delta P = \frac{\Delta P_c}{s} \frac{K_0 \left(\rho \sqrt{\frac{s}{x}} \right) + \sum_{n=0}^{\infty} A_n I_n \left(r \sqrt{\frac{s}{x}} \right) \cos n\theta}{K_0 \left(r_c \sqrt{\frac{s}{x}} \right) + I_0 \left(r_c \sqrt{\frac{s}{x}} \right) \sum_{n=0}^{\infty} A_n I_n \left(a \sqrt{\frac{s}{x}} \right)}. \quad (8)$$

Используя свойства функций $I_n(z)$, $K_n(z)$, а также теорему сложения для них, легко можно показать, что изображение в (8) являет-

ся дробно-рациональной функцией переменной s . Поэтому, переходя к оригиналу по второй теореме разложения [9], получаем:

$$\Delta P = \Delta P_c \left\{ \frac{\ln \frac{R_k}{\rho} \sqrt{1 - 2 \frac{a^2}{R_k^2} \cos \theta + \left(\frac{a^2}{R_k^2} \right)^2}}{\ln \frac{R_k}{\rho} \left(1 - \frac{a^2}{R_k^2} \right)} + \pi \sum_{m=1}^{\infty} \times \right. \\ \left. \times M_m(r, \theta) e^{-\lambda_m \frac{zt}{R_k^2}} \right\}, \quad (9)$$

где

$$M_m = \frac{J_0 \left(\frac{r_c}{R} \lambda_m \right) \left[Y_0 \left(\frac{\rho}{R_k} \lambda_m \right) - \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_n \frac{Y_n(\lambda_m)}{J_n(\lambda_m)} \right]}{1 - J_0^2 \left(\frac{r}{R_k} \lambda_m \right) \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_n \frac{J_n^2 \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right)}{J_n^2(\lambda_m)} \left\{ 1 + \right. \\ \left. \frac{J_n \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right) J_n \left(\frac{r}{R_k} \lambda_m \right) \cos n \theta}{n \pi J_n(\lambda_m) \left[1 - \frac{a \lambda_m}{n R_k} \frac{J_{n+1} \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right)}{J_n \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right)} \right]} \right\}}, \quad (10)$$

а λ_m является корнями уравнения

$$Y_0 \left(\frac{r_c}{R_k} \lambda \right) - J_0 \left(\frac{r_c}{R} \lambda \right) \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_n \frac{Y_n(\lambda)}{L_n(\lambda)} J_n^2 \left(\frac{a}{R} \lambda \right) = 0. \quad (11)$$

Интересно отметить, что при $a \rightarrow 0$, т. е. когда скважина находится в центре кругового пласта, суммы в (10) содержат только нулевые члены и решение (9) приобретает следующий известный [8] вид:

$$\Delta P = \Delta P_c \left[\frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} + \pi \sum_{m=1}^{\infty} \frac{J_0(\lambda_m) J_0 \left(\frac{r_c}{R_k} \lambda_m \right)}{J_0^2 \left(\frac{r_c}{R_k} \lambda_m \right) - J_0^2(\lambda_m)} \times \right. \\ \left. \times U \left(\lambda_m \frac{r}{R_k} \right) e^{-\lambda_m^2 \frac{zt}{R_k^2}} \right], \quad (12)$$

где

$$U(\lambda_m r) = Y_0(\lambda_m) J_0 \left(\lambda_m \frac{r_c}{R_k} \right) - J_0(\lambda_m) Y_0 \left(\lambda_m \frac{r_c}{R_k} \right). \quad (13)$$

Соответственно этому меняется и уравнение, корнями которого является λ_m : $U(\lambda_m, r_c) = 0$.

В поставленной задаче основной целью является определение дебита скважины, поскольку задано забойное давление скважины.

Дебит скважины определяется по формуле:

$$Q = \frac{\kappa h r_c}{\mu} \int_0^{2\pi} \frac{\partial}{\partial r} \Delta P|_{r=r_c} d\varphi \quad (14)$$

Подставив значение ΔP из (9) в (14) и учитывая соотношение (7) для функции $J_n \left(\frac{r}{R_k} \lambda_m \right)$ используя также уравнение (1) и тождество

$$J_1(x) Y_0(x) - J_0(x) Y_1(x) = \frac{2}{\pi x}, \quad (15)$$

определяем безразмерный дебит скважины в следующем виде:

$$\bar{Q}(t) = \frac{1}{\ln \frac{R_k}{r_c} \left(\frac{a^2}{R_k^2} \right)} - \sum_{m=1}^{\infty} \frac{2}{N_m} e^{-\lambda_m^2 \frac{zt}{R_k^2}}, \quad (16)$$

где $\bar{Q} = \frac{\mu Q}{2\pi \kappa h \Delta P}$.

$$N_m = 1 - J_0^2 \left(\frac{r_c}{R_k} \lambda_m \right) \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_n \frac{J_n^2 \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right)}{J_n^2(\lambda_m)} \left\{ 1 + \right. \\ \left. + n \pi J_n(\lambda_m) Y_n(\lambda_m) \left[1 - \frac{a \lambda_m}{n R_k} \frac{J_{n-2} \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right)}{J_n \left(\frac{a}{R_k} \lambda_m \right)} \right] \right\}.$$

В частном случае, когда скважина находится в центре кругового пласта, из (16) получается известная [8] формула дебита:

$$\bar{Q} = (t) \frac{1}{\ln \frac{R_k}{r_c}} + 2 \sum_{m=1}^{\infty} \frac{J_0^2(\lambda_m) e^{-\lambda_m^2 \frac{zt}{R_k^2}}}{J_0^2 \left(\frac{r_c}{R_k} \lambda_m \right) - J_0^2(\lambda_m)} \quad (17)$$

С целью установления влияния эксцентricности, т. е. величины a на изменение дебита скважины по формуле (15), подсчитан $\bar{Q}(t)$ при данных $R_k = 1000$ м, $r_c = 10$ см, $a/R_k = 0,5$ во времени. Для этого сначала найдены первые корни уравнения (11) при $a=0$; $\lambda_1 = 2,6548140$; $\lambda_2 = 5,8089772$; $\lambda_3 = 8,9676570$; $\lambda_4 = 12,1251377$; $\lambda_5 = 15,2811932$; $\lambda_6 = 18,4360440$.

Затем, на основании этих значений, найдены корни того же уравнения при $a/R_k = 1/2$, поскольку в обоих случаях они близки. Иначе говоря, корни уравнения (11) при $a=0$ взяты как первые приближения корней того же уравнения при $a/R_k = 1/2$. Поскольку при малых значениях времени дебиты центральной и эксцентricной скважины совпадают, пришлось вычислить дебит эксцентricной скважины для сравнительно больших значений времени. Поэтому достаточно было содержать два члена в ряду (15) и вычислить два корня: $\lambda_1 = 2,5068625$, $\lambda_2 = 5,5320194$.

Таким образом, для рассматриваемых значений данных и времени формула дебита (16) принимает следующий вид:

$$\bar{Q}(t) = 0,1510581 + 0,0118645 e^{-6,2843596 \tau} + 0,0011381 e^{-30,6394 \tau} + \dots, \text{ где } \tau = \frac{xt}{R_k^2}. \quad (16^1)$$

Значения дебита по формулам (16¹), (17) приведены в таблице.

Значения безразмерного дебита $\bar{Q}(\tau)$

τ	$\frac{a}{R_k} = 0$	$\frac{a}{R_k} = \frac{1}{2}$	τ	$\frac{a}{R_k} = 0$	$\frac{a}{R_k} = \frac{1}{2}$
0,02	0,18370		0,32	0,14794	0,15265
0,04	0,17288		0,34	0,14752	0,15246
0,06	0,16711		0,36	0,14716	0,15229
0,08	0,16325		0,38	0,14685	0,15215
0,10	0,16037		0,40	0,14657	0,15202
0,12	0,15809		0,60	0,14521	0,15145
0,14	0,15623	0,15600	0,80	0,14487	0,15114
0,16	0,15466	0,15541	1,00	0,14479	0,15109
0,18	0,15333	0,15489	1,20	0,14477	0,152064
0,20	0,15219	0,15443	1,40	0,144766	0,151061
0,22	0,15121	0,15404	1,60	0,144765	0,151058
0,24	0,15035	0,15368	1,80	0,1447649	0,1510582
0,26	0,14962	0,15337	2,00	0,1447648	0,1510581
0,28	0,14898	0,15310			
0,30	0,14842	0,15286			

Из таблицы видно, что с уменьшением времени дебит эксцентricной скважины приближается к дебиту центральной скважины, оставаясь больше него. При $\tau = 0,14$ он становится меньше него на величину 0,00023, что является следствием возможной погрешности формулы (16¹). Иначе говоря, для указанного значения времени содержание двух членов в формуле (16) не обеспечивает необходимую точность.

При указанном и меньших значениях времени дебиты скважин

в обоих случаях полностью совпадают. С увеличением времени они монотонно расходятся. Самое максимальное различие бывает в стационарном случае ($t \rightarrow \infty$) и составляет величину 0,0062933.

В обоих случаях, начиная примерно с $\tau = 1,0$ (что соответствует $t = 2,78$ ч) дебиты скважин устанавливаются.

Сравнение значений дебитов центральной и эксцентricной скважин показывает, что до некоторого значения величины a дебиты их мало отличаются, а с увеличением величины a указанные различия дебитов, по-видимому, увеличатся. Поэтому во многих случаях зависящую от времени часть формулы дебита эксцентricной скважины можно заменить таковой для центральной скважины, что существенно упрощает выражение дебита.

Литература

1. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. — М., 1952.
2. Гусейн-заде М. А. Особенности движения жидкости в неоднородном пласте. — М.: Недра, 1965.
3. Чугунов В. Д. К определению давления в неоднородных пластах. — Изв. Казанского филиала АН СССР. Сер. физ.-матем. и техн. наук, 1959, № 3.
4. Гусейнов Г. П., Велиев М. Н. Движение упругой жидкости в упругом кусочно-однородном пласте. — Труды АЗНИИ ДН, 1967, вып. 18.
5. Гусейнов Г. П., Насруллаев И. А. Приток упругой жидкости к прямолинейной бесконечной батарее скважин с заданными забойными давлениями. — Труды АЗНИИ ДН, 1967, вып. 18.
6. Насруллаев И. А. Приток упругой жидкости к прямолинейной цепочке скважин с заданными забойными давлениями при наличии контура питания. — Труды АЗНИИ ДН, 1972, вып. XXIII.
7. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. — М.: Недра, 1964.
8. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. — М.: Гостоптехиздат, 1949.
9. Лаврентьев М. А., Шабат Б. В. Методы теории функций комплексного переменного. — Физматгиз, 1958.
10. Таблицы функций Бесселя целого положительного индекса/Библиотека математических таблиц. — М.: ВЦ АН СССР, 1969, вып. 12.

И. Э. Насруллаев, Д. Г. Алмамедов

ЕЛАСТИКИ МАЈЕНИН ДАИРЭВИ ЕЛАСТИКИ ЛАЈДА ЕКСЕНТРИК ЈЕРЛЭШДИРИЛМИШ, ГУЈУДИБИ ТЭЗЈИГИ МЭ'ЛУМ ОЛАН ЂАЛДА, ГУЈУЈА АХЫНЫ

Мэгалэдэ еластики мајенин даирэви еластики лајда ексентрик јерлэшдирилмиш, гујудибн тэзјиги верилэн ђалда, гујуја ахын мэсэлэси өјрэнлир.

Гојулмуш мэсэлэ Лаплас чеврилмэсинин тэтбиги илэ ђэлл едилир. Алынмыш дүстурла эдэди һесабламалар апарылыр. Ексентриклијин замандан асылы, гујунун дебитинэ тэ'сири өјрэнлир.

I. A. Nasrullayev, D. G. Almamedov

INFLOW OF ELASTIC FLUID TO ECCENTRICALLY PLACED WELL WITH GIVEN BOTTOM HOLE PRESSURE IN CIRCULAR ELASTIC BED

In the given article the inflow of elastic fluid to eccentrically placed well with given bottom hole pressure in circular elastic bed is studied. The raised problem is solved by using the Laplace transformation. On the base of received formula numerical calculations are made. The influence of eccentricity of well on its production rate is shown.

УДК 622.279.23/4.001.

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, З. Б. КУЛИЕВА, Ф. И. ГАДЖИЕВА

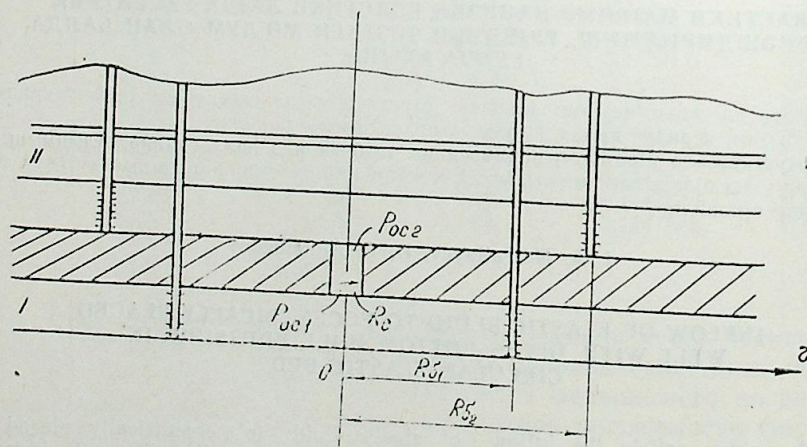
О РАЗДЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКЕ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вопросам разработки многопластовых газовых месторождений посвящен ряд работ [1, 6]. В зависимости от степени связи между пластами (пласты изолированы, сплошная связь, связь через окно, через перемычку) ставится задача об одновременно-раздельной и совместной эксплуатации скважин.

Встречаются случаи, когда в условиях многопластовых газовых залежей заполняющий пористую среду газ в отдельных пластах отличается по своим физико-химическим свойствам [3, 7]. При эксплуатации таких месторождений, в силу разности давлений в пластах, газ может перетекать из одного пласта в другой, т. е. происходит смешивание различных видов газа (сернистый, смолистый и т. д.), что часто нежелательно и является причиной, приводящей к раздельной эксплуатации многопластового газового или газоконденсатного месторождения.

Вопросы регулирования разработки многопластовых нефтяных месторождений круговой формы с учетом наличия литологического окна при нестационарной фильтрации к батарее скважин были рассмотрены в [4, 5]. При этом условие регулирования достигалось путем минимизации объема перетока через «литологическое окно».

Указанная задача нами решается для газового месторождения (рисунок).



Модель пласта

Задача сводится к решению уравнения нестационарной фильтрации реального газа:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{z(p) \mu(p)} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{m}{\kappa} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z(p)} \right)$$

При решении задачи используется способ линеаризации, предложенный в [2]. Введением функции:

$$\varphi = \int_0^p \frac{PdP}{z(P) \bar{\mu}(P)}, \quad \text{где } P = \frac{p}{p_0}; \quad \bar{z} = \frac{z(p)}{z_0(p_0)}; \quad \bar{\mu} = \frac{\mu(p)}{\mu_0(p_0)}$$

и при $P \geq 0,6$; $p \geq 200$ ат, принимая $P \bar{z} = a_1 \varphi + b_1$, получаем линеаризованное уравнение:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = x \frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} \left(r \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right),$$

$$\text{где } x = \frac{\kappa p_0}{m a_1 \mu_0}$$

Используя зависимость $\varphi = aP + b$, методом интегральных соотношений определяем распределение давления в i -ом пласте в виде:

$$P_i(r, \theta, t) = P_{0i} + \frac{2A_i q_i R_i(t) R_c}{R_i(t) - R_c} \left[n_i - \frac{n_i \sqrt{R_{0i}^2 + R_c^2}}{R_i(t)} + \ln \frac{\sqrt{r^{2n_i} + R_{0i}^{2n_i} - 2r^{n_i} R_{0i}^{n_i} \cos n_i (\theta - \alpha)}}{R_i^{n_i}(t)} \right] \pm (1) \\ \pm \frac{2A_i q_0 R_i(t) R_c}{R_i(t) - R_c} \left[1 - \frac{r}{R_i(t)} + \ln \frac{r}{R_i(t)} \right],$$

$$\text{где } R_i(t) = R_{0i} + \sqrt{8\alpha_i t} \quad (2); \quad A_i = \frac{\mu_0 p_{ат} z_0(p_0)}{2\pi \kappa_i R_i h_i a p_0^2};$$

$i=1, 2$ (индекс 1 относится к нижнему пласту, а 2 — к верхнему); P_0 — первоначальное пластовое давление; R_c — радиус скважины; K_i — коэффициент проницаемости; $R_i(t)$ — радиус зоны возмущения, h_i — мощность пласта; μ_0 — вязкость газа; a, a_1 — коэффициенты линеаризации; z — коэффициент сверхсжимаемости газа; q_i — дебит скважины; n_i — число скважин; R_{0i} — радиус батареи скважин; α_i — коэффициент пьезопроводности; q_0 — расход через литологическое окно; t — время.

Условие регулирования достигается при $q_0=0$. (3)

Предполагается, что задан дебит скважины, вскрывающей нижний пласт (q_1); надо определить значение дебита скважины (q_2), вскрывающей верхний пласт при условии, чтобы переток через литологическое окно был минимальным.

Из (1), при $\theta = \alpha$ и $\theta = \frac{\pi}{n}$, определяется разность давлений у скважин и у окна для нижнего и верхнего пластов, соответственно:

$$P_{oc_1} - P_{c_1}(t) = - \frac{2A_1 q_1 R_1(t) R_c}{R_1(t) - R_c} \left[n_1 - \frac{\sqrt{z} n_1 R_{0_1}}{R_1(t)} + \ln n_1 R_c R_{0_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1(t) \right] + \frac{2q_0 A_1 R_1(t) R_c}{R_1(t) - R_c} \left[1 - \frac{R_{0_1}}{R_1(t)} + \ln \frac{R_{0_1}}{R_1(t)} \right]; \quad (4)$$

$$P_{oc_1} - P_{oc_2}(t) = - \frac{2A_1 q_1 R_1(t) R_c}{R_1(t) - R_c} \left[n_1 - \frac{n_1 \sqrt{R_{0_1}^2 + R_c^2}}{R_1(t)} + \ln n_1 R_c R_{0_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1(t) + \frac{2q_0 A_1 R_1(t) R_c}{R_1(t) - R_c} \left[1 - \frac{R_c}{R_1(t)} + \ln \frac{R_c}{R_1(t)} \right] \right]; \quad (5)$$

Между давлениями $P_{oc_1}(t)$ и $P_{oc_2}(t)$ связь определяется из соотношения:

$$q_0 = \frac{\pi R_c^2 m p_0^2 \bar{z}_{ар} K_0}{\mu_0 h_0 p_{ар}} [P_{oc_1}(t) - P_{oc_2}(t)], \quad (6)$$

где $\bar{z}_{ар} = \frac{z(p_{ар})}{z_0}$;

$P_{c_1}(t)$ и $P_{c_2}(t)$ — забойные давления скважин в нижнем и верхнем пластах соответственно; $P_{oc_1}(t)$ и $P_{oc_2}(t)$ — давления у литологического окна в нижнем и в верхнем пластах соответственно; κ_0 — проницаемость окна; h_0 — мощность окна.

Найденное $[P_{oc_1}(t) - P_{oc_2}(t)]$ из (5), подставляя в (6), находим расход через литологическое окно:

$$\bar{q}_0 = \frac{\Delta \bar{P} + M_1 - DM_2}{1 + E [N_1 + dN_2]}, \quad (7)$$

где

$$\bar{q}_0 = \frac{q_0 [R_1(t) - R_c]}{A_1 B q_1 R_1(t) R_c}; \quad \Delta \bar{P} = \frac{(P_{01} - P_{02}) [R_1(t) - R_c]}{A_1 q_1 R_1(t) \cdot R_c};$$

$$D = \frac{\kappa_1 h_1}{\kappa_2 h_2} \frac{R_2(t) [R_1(t) - R_c] q_2}{R_1(t) [R_2(t) - R_c] q_1}; \quad E = \frac{A_1 B R_1(t) R_c}{[R_1(t) - R_c]};$$

$$B = \frac{\pi R_c^2 m p_0^2 \bar{z}_0 \kappa_0}{\mu_0 p_{ар} h_0}; \quad d = \frac{A_2 R_2(t) [R_1(t) - R_c]}{[R_2(t) - R_c] \cdot A_1 R_1(t)};$$

$$M_1(t) = \left[n_1 - \frac{n_1 (\sqrt{R_{0_1}^2 + R_c^2})}{R_1(t)} + \ln n_1 R_c R_{0_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1(t) \right];$$

$$M_2(t) = \left[n_2 - \frac{n_2 (\sqrt{R_{0_2}^2 + R_c^2})}{R_2(t)} + \ln n_2 R_c R_{0_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2(t) \right];$$

$$N_1(t) = \left[1 - \frac{R_c}{R_1(t)} + \ln \frac{R_c}{R_1(t)} \right]; \quad N_2(t) = \left[1 - \frac{R_c}{R_2(t)} + \ln \frac{R_c}{R_2(t)} \right].$$

Используя условие регулирования, соотношение дебитов верхнего и нижнего пластов определяем формулой:

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{\Delta \bar{P} + M_1(t)}{C \cdot M_2(t)}; \quad C = \frac{\kappa_1 h_1}{\kappa_2 h_2} \frac{R_2(t) [R_1(t) - R_c]}{R_1(t) [R_2(t) - R_c]}. \quad (8)$$

По полученным формулам были проведены расчеты на языке Фортран-IV на ЭВМ БЭСМ-6 при следующих исходных данных:

$q_1 = 5 \cdot 10^5$ м³/сут, $R_{0_1} = 400$ м, $R_{0_2} = 700$ м, $\kappa_1 = 0,05$ Д, $\kappa_2 = 0,1$ Д, $\kappa_0 = 0,02$ Д, $h_1 = h_2 = R_c = 10$ м, $p_0 = 500$ ат, $n_1 = 5$, $n_2 = 9$, $\mu_0 = 0,01$ сП, $m = 0,2$, $a_1 = 0,723$, $\Delta \bar{P} = 0$; 1; 2; $a = 0,971$; $z_0 = 1,17$, $\bar{z}_{ар} = 0,85$.

Результаты расчетов представлены в таблицах 1—5.

Таблица 1

		$\kappa_1 = \kappa_2 = 0,05$ Д					
q_2/q_1	$\Delta \bar{P}$	10^4	10^5	10^6	10^7	10^8	10^9
1	0	1,52	1,31	3,39	5,07	18,39	32,0
	1	2,83	2,70	4,92	10,5	20,4	34,3
	2	4,15	4,10	6,44	12,5	22,3	36,6
	5	8,11	8,29	11,0	17,6	28,2	43,6
	10	14,7	15,3	18,7	26,2	38,1	55,2
1,5	0	4,93	5,96	12,3	25,9	47,2	77,6
	1	6,25	7,36	13,8	27,6	49,1	80,0
	2	7,57	8,76	15,3	29,4	51,1	82,3
	5	11,5	12,9	19,9	34,5	57,0	89,3
	10	18,1	19,9	27,5	43,1	66,8	100,9
2	0	8,35	10,6	21,2	42,8	75,9	123,3
	1	9,67	12,0	22,7	44,5	77,9	125,6
	2	11,0	13,4	24,2	46,5	79,9	127,9
	5	14,9	17,6	28,8	51,3	85,8	134,9
	10	21,5	24,3	36,4	59,9	95,6	146,5

Установлено влияние соотношения дебитов скважин верхнего и нижнего пласта q_2/q_1 , а также разности начальных пластовых давлений $\Delta \bar{P}$ на изменение во времени количества перетекающего через литологическое окно газа q_0 .

$\kappa_1=0,05Д, \kappa_2=0,1Д$

Таблица 2

q_2/q_1	$\frac{\Delta \bar{P}}{t}$	10^4	10^5	10^6	10^7	10^8	10^9
1	0	-1,66	-2,36	-3,42	-4,63	-6,02	-7,67
	1	-0,44	-1,09	-2,06	-3,17	-4,42	-5,91
	2	0,77	0,19	-0,71	-1,70	-2,82	-4,15
	5	4,44	4,01	3,36	2,69	1,97	1,15
	10	10,6	10,4	10,2	10,0	9,97	9,97
1,5	0	-0,03	0,11	1,26	3,59	6,86	11,0
	1	1,19	1,38	2,62	5,05	8,46	12,8
	2	2,41	2,66	3,98	6,52	10,1	14,5
	5	6,07	6,48	8,05	10,9	14,8	19,8
	10	12,2	12,9	14,8	18,2	22,8	28,7
2	0	1,59	2,58	5,95	11,8	19,7	29,7
	1	2,82	3,86	7,31	13,3	21,4	31,5
	2	4,04	5,13	8,66	14,7	22,9	33,2
	5	7,70	8,95	12,7	19,1	27,7	38,5
	10	13,8	15,3	19,5	26,5	35,7	47,3

Таблица 3

 $\kappa_1=0,1Д, \kappa_2=0,05Д$

q_2/q_1	$\frac{\Delta \bar{P}}{t}$	10^4	10^5	10^6	10^7	10^8	10^9
1	0	7,44	8,58	16,9	34,3	59,0	90,6
	1	8,67	9,86	18,3	35,7	60,6	92,3
	2	9,90	11,1	19,7	37,2	62,2	94,1
	5	13,6	15,0	23,8	41,6	67,0	99,4
	10	19,8	21,4	30,6	48,9	74,9	108,2
1,5	0	13,8	17,1	32,8	63,1	105,7	159,9
	1	15,1	18,4	34,2	64,6	107,3	161,7
	2	16,3	19,6	35,5	66,1	108,9	163,4
	5	20,0	23,5	39,6	70,5	113,7	168,7
	10	26,1	29,9	46,4	77,8	121,7	177,6
2	0	20,2	25,7	48,7	92,0	152,5	229,2
	1	21,4	26,9	50,0	93,5	154,1	231,0
	2	22,7	28,2	51,4	94,9	155,7	232,7
	5	26,4	32,1	55,5	99,3	160,5	238,0
	10	32,5	38,5	62,3	106,7	168,9	246,9

При $\kappa_1=\kappa_2$

Таблица 4

t	ΔP	q_2/q_1	ΔP_c	$\Delta \bar{P}$	q_2/q_1	ΔP_c	$\Delta \bar{P}$	q_2/q_1	ΔP_c
10^5	0	0,9341	1	1	0,8443	1,201	2	0,6491	1,3453
10^6	0	0,8091	1	1	0,7233	1,119	2	0,6375	1,2690
10^7	0	0,7310	1	1	0,6801	1,075	2	0,6293	1,1616
10^8	0	0,6803	1	1	0,6460	1,053	2	0,6118	1,1120
10^9	0	0,6499	1	1	0,6245	1,0407	2	0,5990	1,0849

Расчеты проводились при одинаковом и различных значениях проницаемости пластов (табл. 1—3). Показано, что в обоих случаях, независимо от значений q_2/q_1 и $\Delta \bar{P}$, переток газа через окно с течением времени непрерывно возрастает.

Таблица 5

При $\kappa_1 \neq \kappa_2$

t	$\Delta \bar{P}$	q_2/q_1	ΔP_c	$\Delta \bar{P}$	q_2/q_1	ΔP_c	$\Delta \bar{P}$	q_2/q_1	ΔP_c
10^5	0	0,5431	1	1	0,5178	1,201	2	0,4201	1,345
10^6	0	0,4318	1	1	0,4294	1,119	2	0,3673	1,269
10^7	0	0,3931	1	1	0,3709	1,075	2	0,3486	1,162
10^8	0	0,3612	1	1	0,3457	1,053	2	0,3302	1,112
10^9	0	0,3420	1	1	0,3312	1,041	2	0,3184	1,085

Следует отметить, что при фиксированном значении $\Delta \bar{P}$ увеличение дебита верхнего пласта приводит к увеличению перетока q_0 через окно, что особенно заметно при малых значениях времени.

При решении задачи предполагается, что переток газа происходит из нижнего пласта в верхний (см. формулу (6)).

Результаты расчетов показали, что увеличение проницаемости нижнего пласта приводит к резкому увеличению перетока через литологическое окно, особенно в начальный период разработки.

При увеличении же проницаемости верхнего пласта направление перетока меняется, что объясняется тем, что зона возмущения в пласте с лучшей проницаемостью существенно расширяется.

С использованием условия регулирования ($q_0=0$) были проведены расчеты по определению изменения во времени соотношения дебитов верхнего и нижнего пластов при одинаковом и различных значениях их проницаемости. Результаты расчетов показали, что во всех рассмотренных случаях с течением времени отношение q_2/q_1 уменьшается.

Кроме того, для всех рассмотренных случаев вычислены отношения перепадов давлений $\Delta'_{c} = \frac{P_{01} - P_{c1}}{P_{02} - P_{c2}}$ (см. табл. 4, 5). Установ-

лено, что ΔP_c с увеличением разности начальных пластовых давлений при соответствующем отношении дебитов скважин верхнего и нижнего пластов растет, что очень заметно при малых значениях времени. Причем, следует отметить, что изменение проницаемости пластов практически не влияет на значения ΔP_c .

Литература

1. Абасов М. Т., Калантаров А. И., Кулиев А. М., Мамиев Г. С. Некоотрые задачи реального газа. — АНХ, 1972, № 12.
2. Абасов М. Т., Кулиев А. М. Методы гидрогазодинамических расчетов разработки многопластовых месторождений нефти и газа. — Баку: Элм, 1976.
3. Басниев К. С. Разработка месторождений природных газов, содержащих углеводородные компоненты. — М.: Недра, 1983.—183 с.
4. Гаджиев М. А. О нестационарной фильтрации жидкости с учетом взаимодействия горизонтов через литологическое окно. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1975, № 1.
5. Гаджиев М. А., Кулиева З. Б. О регулировании разработки многопластовых нефтяных месторождений с учетом взаимодействия их через литологическое окно

при нестационарной фильтрации. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 1.
6. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1974.

7. Мирзаджанзаде А. Х., Садых-заде Э. С., Саттаров Р. М., Рогозинский Г. С. Метод определения коэффициента эффективной диффузии газов. — Баку: Элм, 1985.

Г. Н. Чэлилов, З. Б. Гулијева, Ф. И. Начыјева

ЧОХЛАЛЛЫ ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН АЈРЫЛЫГДА ИШЛЭНМЭСИ ЊАГГЫНДА

Мэгаләдә литоложи пәнчәрәни тәсирини нәзәрә алараг, дәрәви чохлајлы газ јатагларынын ишләнмәсинин тәнзимедилмә мәсәләсиндән данышылып, Тәнзимедилмә шәрті литоложи пәнчәрәдән ахын һәмчиини минимума чатдырылмасы илә өдәнилип.

БЭСМ-6 ЕНМ-да һесабат апарылмыш вә литоложи пәнчәрәдән ахынын ашагы вә јухары лајын истемар гујуларынын дебитләр исебәтиндән вә лајлардакы тәзјиг дүшкүсүндән асылы олараг замана кәрә дәјишилмәси көстөрилмишдир.

K. N. Djalilov, Z. B. Kulieva, F. I. Gadjeva

ABOUT SEPARATE DEVELOPMENT OF MULTIBEDDED GAS DEPOSITS

The article considers a problem of control of multibedded gas deposits development in the presence of a lithological window. The condition of control is achieved by minimizing a gas volume flowing through this window.

The authors carry out computer calculations using FORTRAN-IV for БЭСМ-6. Basing on these calculations they establish the influence of the wells output correlation of upper and lower reservoirs and difference of initial reservoir pressures on the change in time of gas quantities flowing through the lithological window.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1987, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1987, № 2

УДК 622.276.

А. И. АЛИЕВ, Л. Б. ЛИСТЕНГАРТЕН, Р. А. АКОПЯН

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПРЕДЕЛЬНО-РЕНТАБЕЛЬНОЙ ГРАНИЦЫ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дальнейшие перспективы развития морской нефтегазодобывающей промышленности связаны с все более увеличивающимися глубинами моря. Обустройство месторождений на таких глубинах требует огромных затрат. Возникает задача определения рациональной области разработки морских площадей при существующих способах эксплуатации.

В работе [1] на основе технико-экономических расчетов приблизительно решена задача определения предельно допустимых областей применения стационарных оснований для месторождений с глубинами моря 200 м. В работе [2] предложен экономический метод определения граничных глубин моря для освоения морских нефтяных месторождений при различных уровнях замыкающих приведенных затрат на добычу нефти.

В настоящей работе предлагается приближенный метод определения границ рентабельности разработки морского нефтяного месторождения со стационарных оснований (платформ) в условиях глубин моря 100—200 м.

Расчеты приведены при двух значениях предельно допустимой себестоимости 1 т нефти: низкой— $C_1(t_k)$ и высокой $C_2(t_k)$ руб/т. На основе выражения (r) из [1] и условно принятых значений коэффициентов, входящих в него, а также кривых зависимости между стоимостью основания C_0 и глубиной моря l для ряда значений числа скважин n_0 на основании, построенных по зарубежным и отечественным материалам, получены 2 уравнения для значения $C_1(t_k)$ и $C_2(t_k)$, соответственно, позволяющие рассчитать предельный годовой дебит скважины по нефти:

$$\bar{q}_{n1} = 11,72 + 0,68 \cdot 10^{-5} \frac{C_0}{n_0} + 4,29 \cdot 10^{-5} \bar{q}_ж \quad (1)$$

$$\bar{q}_{n2} = 4,90 + 0,28 \cdot 10^{-5} \frac{C_0}{n_0} + 1,65 \cdot 10^{-5} \bar{q}_ж, \quad (2)$$

где \bar{q}_{n1} , \bar{q}_{n2} — относительные годовые дебиты скважин по нефти для двух значений предельных затрат на 1 т нефти $C_1(t_k)$ и $C_2(t_k)$; $\bar{q}_ж$ — относительный дебит по жидкости; t_k — год наступления предельного дебита.

Уравнения получены для наиболее простой системы разработки — площадной — характеризующейся, как правило, неизменностью фонда скважин по крайней мере при больших l . Учитывается неодновременность ввода скважин в эксплуатацию, так как этот фактор не

слишком усложняет решение задачи. Схема расчета предполагает также, что все без исключения элементы сеток скважин после их ввода в действие продолжают работать, хотя очевидно, что дебиты по нефти ранее введенных скважин к моменту $t=t_k$ будут меньше, чем скважин, введенных позже. Принятая площадная система также недостаточно отражает действительную картину (с точки зрения требований к методу оценок), тем более, что в перспективе, когда будут осваиваться месторождения, находящиеся в глубоководной части моря, внутриконтурные очаги и линии заводнения не потеряют своего значения. Но для получения приближенных оценок, с целью установления границ применения стационарных оснований, эта расчетная схема позволяет получить наиболее простые аналитические соотношения.

Для решения задачи, очевидно, необходимо иметь кривую зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости $Q_n = f(Q_{ж})$.

Ввиду отсутствия непосредственных данных о параметрах глубоководных морских месторождений приходится использовать осредненные характеристики по ныне действующим месторождениям. На основе анализа имеющегося набора таких кривых по большому числу месторождений были выбраны две зависимости: одна, обеспечивающая получение нефтеотдачи 0,5 при малых значениях соответствующего накопленного водонефтяного фактора (зависимость А), другая — при «больших» значениях его (зависимость Б). Принимается во внимание также многопластовость месторождения — такой фактор присущ именно месторождениям акватории Каспия. Соотношение базисных и возвратных горизонтов — 1:1. Результаты расчетов по формулам (1) и (2) для двух значений глубин моря $l=100$ и $l=200$ м приведены в таблице, из которой прежде всего следует, что при меньшем числе скважин на основании их следует останавливать при больших дебитах нефти.

При меньших глубинах моря и меньшем числе скважин на основании разница в предельных дебитах не столь значительна — при одном и том же уровне норматива предельных затрат скважины следует останавливать при сравнительно одинаковых дебитах (например, для $n_0=24$ и 60 при $C_{пред.} = C_1(t_k)$ $q_{н.пред.}$ равны 0,084 и 0,081 соответственно при $\bar{q}_{ж} = 0,33$, хотя при этом стоимость оснований при $n_0=60$ в 2,3 раза дороже, чем при $n_0=24$ (рис. 1). При более высоком уровне норматива предельных затрат $C_2 = (t_k)$ разница в дебитах еще меньше. Сравнительно небольшое влияние числа скважин на основании на уровень $\bar{q}_{н.пред.}$ при малых глубинах можно объяснить также относительно высокой стоимостью скважин. Для больших же глубин моря эта разница в дебитах существенна.

При прочих равных условиях для оснований C $n_0=24$ скважинам $q_{н.пред.}$ в 1,3 раза выше, чем при $n_0=60$ (0,157 и 0,120 при $C_1(t_k)$ и 0,065 и 0,050 при $C_2 = (t_k)$ для $\bar{q}_{ж} = 0,33$).

С увеличением глубины моря в 2 раза (от 100 до 200 м) стоимость оснований для одного и того же числа скважин возрастает в 2,5 раза, и если при меньших глубинах величина $\bar{q}_{н.пред.}$ определяется

Предельные относительные дебиты нефти ($\bar{q}_{н}$) в зависимости от глубины моря (l), от дебитов жидкости ($q_{ж}$), от уровня предельных затрат на 1 т нефти (C_1 и C_2), от числа скважин на основании (n_0)

$\bar{q}_{ж}$	$l=100$ м									
	$C_{пред.} = C_1(t_k)$					$C_{пред.} = C_2(t_k)$				
	предельные относительные дебиты по нефти $q_{н}$ при n_0									
	10	12	24	36	60	10	2	24	36	60
0,25	0,094	0,091	0,084	0,082	0,080	0,039	0,038	0,035	0,034	0,033
0,33	0,095	0,092	0,084	0,083	0,081	0,040	0,039	0,036	0,035	0,034
0,67	0,100	0,097	0,090	0,088	0,088	0,042	0,040	0,038	0,037	0,036
1,00	0,104	0,101	0,094	0,092	0,090	0,043	0,042	0,039	0,038	0,037

$\bar{q}_{ж}$	$l=200$ м									
	$C_{пред.} = C_1(t_k)$					$C_{пред.} = C_2(t_k)$				
	n_0									
	10	12	24	36	60	10	12	24	36	60
0,25	0,242	0,217	0,156	0,136	0,119	0,101	0,091	0,065	0,057	0,050
0,33	0,243	0,218	0,157	0,136	0,120	0,101	0,081	0,065	0,057	0,050
0,67	0,247	0,223	0,161	0,141	0,125	0,103	0,093	0,067	0,059	0,052
1,00	0,251	0,227	0,166	0,145	0,129	0,105	0,094	0,069	0,061	0,054

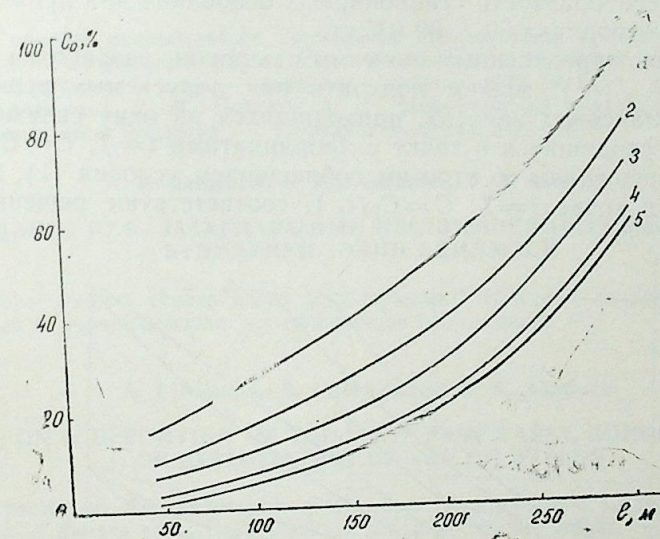


Рис. 1. Зависимость стоимости стационарных платформ от глубины моря для различных n_0 : 1 — 60; 2 — 36; 3 — 24; 4 — 12; 5 — 10

лишь на 56,2% стоимости оснований, то при больших глубинах моря — уже на 76% независимо от уровня норматива предельных затрат.

В условиях Каспия, где предполагается открытие новых месторождений и уже начато бурение на таких глубинах, при предельно допустимых стоимостных затратах на добычу нефти, равных $C_1(t_k)$, уровень предельно максимальных дебитов очень высок.

Для глубины моря $l=100$ м разница между граничными конечными дебитами (при $n_0=10$ и 60) при $C_1(t_k)$ составляет 0,014, а при $C_2(t_k)$ — 0,006 для $\bar{q}_{ж} = 0,25$, но по величине предельной продуктивности $\bar{q}_{ж}$ вариант с меньшим числом скважин на основании хуже.

Для глубин же $l=200$ м разница между конечными дебитами для $n_0=10$ и 60 скважин, при прочих равных условиях, в 2 с лишним раза выше при $n_0=10$, чем при $n_0=60$.

Расчеты показали также, что при реализации разработки месторождения по кр. Б (высокий водонефтяной фактор и низкая нефтеотдача) возникает необходимость уменьшения ВНФ с помощью изоляции вод, регулирования ВНК и др., что приведет к сокращению затрат по очистке вод (в условиях моря особенно важный фактор).

При реализации процесса разработки по «худшей» кривой накопленной добычи (кр. Б) имеем одну и ту же конечную нефтеотдачу на основаниях с 10 скважинами на каждом из них при продуктивностях больших, чем при основаниях с 60 скважинами (~на 30—40%).

При прочих равных условиях; если принять во внимание, что при низких конечных коэффициентах нефтеотдачи (0,3 ÷ 0,35) разработка месторождений с заводнением неэффективна, то можно прийти к выводу о нецелесообразности стационарных оснований при производительности скважин порядка 50—60 м³/сут.

Задавая определенным конечным сроком разработки $t=T$ и значением $C_{пр}(t_k)$, можем получить ряд допустимых решений при заданных балансовых запасах, приходящихся на одну скважину. Кривые $C(n, t)$, сходящиеся в точке с координатами $t=T$, $C=C_1(t_k)$ соответствуют решениям со строгим соблюдением условия (1), а кривые, сходящиеся в точке $t=T$, $C=C_2(t_k)$, соответствуют решениям урав-

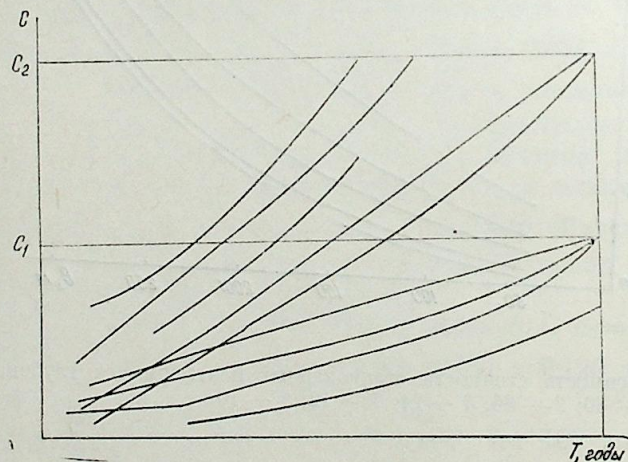


Рис. 2. Изменение себестоимости во времени

нения (2). Для всех остальных кривых характерно нарушение либо условия $C=C_1(t_k)$, $C=C_2(t_k)$, либо условия $t=T$ (рис. 2).

Такое решение не устанавливает оптимального варианта реализации разработки, но достаточно точно дает ответ на вопрос об областях применения стационарных оснований для разработки при всех заданных исходных данных. В таком исследовании роль фактора, определяемого показателем $C_{пред}$ очевидно, сильно возрастает. Опыт проектирования разработки многопластовых морских глубоководных месторождений со стационарных оснований указывает на необходимость установления такого норматива предельной рентабельности ($C_{пред}$) (предельной себестоимости разрабатываемого месторождения), который правильно отражал бы специфику разработки месторождений в поздней стадии разработки (в этот период потребность новых капитальных вложений исключается).

Анализ полученных результатов показывает, что в условиях глубин моря $l=200$ м нижний предел производительности скважин сильно возрастает, причем с ростом запаса, приходящегося на 1 скважину, растет и величина нижнего предела производительности. При малых значениях продуктивности (меньше 50 м³/сут) разработка месторождений для глубин моря 100 м и более является нерентабельной. Уменьшение количества попутной воды способствует удлинению срока рентабельной эксплуатации. Увеличение числа скважин на основании до нескольких десятков также способствует удлинению срока рентабельной эксплуатации.

Литература

1. Об области рационального применения стационарных оснований для бурения скважин на глубоководных морских месторождениях/А. М. Пирвердян, П. И. Никитин, Л. Б. Листенгартен и др. — Нефтяное хозяйство, 1975, № 12.
2. Николаевский Н. М., Портнов А. П. Экономический подход к освоению морских нефтяных месторождений. — Нефтяное хозяйство, 1981, № 7.

А. И. Элиев, А. Б. Листенгартен, Р. А. Акопян

ДЭНИЗ НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ИШЛЭНМЭСИНИН СЭМЭРЭЛИ ҺҮДУДУНУН ТЭЈИН ЕДИЛМЭСИ

Мәғаләдә тәхминнә үсүллә дәнннз јатагларынын ДСП-дән сәмәрәли истисмар һүдудларынын тәјин едилмәсинин нәтичәләриндән бәһс едилнр.

A. I. Aliev, L. B. Listengarten, R. A. Akopyan

ON A DEFINITION OF TOP-LIMIT PROFITABLE BOUNDARY OF EXPLOITATION OF SEA OIL FIELDS

The results of the exploitation of the approximate method of the field of rational exploitation of the sea coast fixed platform are given in the article.

УДК 622.276.1/4.001.57

К. М. МЕХМАНДАРОВ

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО НЕКОТОРЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ АЗЕРБАЙДЖАНА

Возможность широкого использования методов научного планирования развития народного хозяйства — одно из преимуществ социалистической системы. Как отмечалось на XXVII съезде КПСС и в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года», в современных условиях необходимо повышать научный уровень планирования, усиливать его воздействие на социально-экономическое развитие страны, укреплять взаимосвязи прогнозирования, перспективного и текущего планирования. Вследствие некоторой специфики перспективное планирование добычи нефти — очень сложная задача, однако оптимальное решение ее может дать и большой экономический эффект.

Был рассмотрен один из нефтедобывающих районов страны — Азербайджанская ССР. Это один из самых старых нефтедобывающих районов, большинство месторождений которого находится на последней стадии разработки. Но в то же время есть ряд новых месторождений с довольно высокими дебитами. Добыча нефти в этом районе ведется двумя объединениями, относящимися к двум различным Министерством: объединением «Азнефть», находящимся в подчинении Министерства нефтяной промышленности СССР, и объединением «Каспморнефтегазпром», находящимся в подчинении Министерства газовой промышленности СССР. Первое из этих объединений осуществляет добычу нефти на территории Азербайджана, а второе — на континентальном шельфе Каспийского моря, включая, кроме Азербайджанского, Туркменский и Дагестанский секторы Каспия.

Для того чтобы более точно прогнозировать добычу нефти в этом районе, мы рассмотрели ряд месторождений района и с помощью разработанной во ВНИИ под руководством профессора Ю. П. Борисова экспресс-методики расчета технологических показателей разработки произвели расчеты по этим месторождениям, повторив историю их разработки. Суть экспресс-методики заключается в том, что динамика добычи нефти и обводнения продукции добывающей скважины, обусловленная закачкой воды в пласт, приближенно рассматривается с помощью заданных в виде простых аналитических зависимостей дебитов нефти и воды от времени для одной (осредненной) добывающей скважины. Расчет динамики технологических показателей ведется на один характерный элемент с одной добывающей скважиной для той сетки, с помощью которой разрабатывается данный объект. Все элементы считаются гидродинамически изолированными, т. е. не учитывается интерференция между ними. По рассчитанной динамике технологических показателей на один элемент и заданному вводу элементов

(или добывающих скважин) путем соответствующего суммирования находится динамика технологических показателей разработки всего объекта в целом.

В процессе работы в экспресс-методику, с учетом специфики этого района, были внесены изменения, позволяющие повысить точность прогнозирования добычи нефти. В частности, для каждого месторождения района принимался индивидуальный срок разбухания, в то время как в экспресс-методике срок разбухания всех месторождений района принимался одинаковым. Кроме того заранее задавалось, что разбухание каждого месторождения должно начаться и закончиться в строго определенное время. Были рассмотрены следующие месторождения:

ВПО «Каспморнефтегазпром»

1. Нефтяные Камни
2. Банка Дарвина
3. Сангачалы-море, Дуваный-море, о. Булла
4. Песчаный-море
5. о. Жилой-море
6. Челекен
7. Гюргяны-море
8. Говсан

ПО «Азнефть»

1. Кюрвдаг
2. Мишовдаг
3. Кирмаку
4. Зиря
5. Кюрсангя

Для расчетов были собраны необходимые промысловые данные в обоих объединениях. Кроме того, используя эти данные по формулам, предложенным в экспресс-методике, были вычислены максимальные дебиты нефти осредненных скважин q_m и время достижения максимального дебита t_{op} . Они вычислялись по следующим формулам:

$$q_m = q_0 \sqrt{\frac{1,04 \sqrt[3]{\mu_0}}{1 + 0,04\mu_0}}, \quad (1)$$

где q_0 — начальный дебит скважин;
 μ_0 — соотношение вязкостей нефти μ_n и воды μ_b :

$$\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_b}$$

$$t_{op} = \frac{Q_0 \bar{V}_n \sqrt{\lg \mu_0}}{q_m \eta_k (0,7 + \mu_0)}, \quad (2)$$

где Q_0 — начальные извлекаемые запасы, приходящиеся на 1 скважину;

\bar{V}_n — средний коэффициент песчаности;

η_k — конечный коэффициент нефтеотдачи.

Подставляя все эти промысловые и вычисленные по формулам данные в имеющиеся программы для расчета технологических показателей разработки, мы получали кривые поведения добычи нефти во времени. Однако расчетные кривые текущей и накопленной добычи неф-

ти существенно отличались от имевшихся кривых фактических показателей. Было проведено несколько вариантов расчетов, в ходе которых, изменяя такие параметры, как Q , q_m , t_{op} предпринимались попытки устранить имеющиеся расхождения между расчетными и фактическими кривыми, однако к желаемому результату это привело только в трех случаях, т. е. только на трех месторождениях удалось добиться относительного совпадения расчетных и фактических кривых текущей и накопленной добычи нефти. На остальных же месторождениях этого сделать не удалось и расхождения по-прежнему оставались существенными.

Тогда все эксплуатационные скважины этих месторождений были разделены на две категории — высокодебитные и низкодебитные, и расчеты проводились по каждой категории скважин отдельно. При этом заранее задавалось, когда именно должно начаться и закончиться бурение каждой категории скважин. Всего было рассмотрено три различных способа, каждый из которых отличался от другого последовательностью, с которой бурились скважины обеих категорий.

После получения результатов счета технологические показатели, вычисленные для каждой категории скважин, складывались соответственно по годам и уже по суммарным показателям строились необходимые кривые, которые в окончательном варианте почти совпадали с кривыми фактически имеющихся показателей.

Рассмотрим теперь все способы, использованные при проведении расчетов. Как уже говорилось, на трех месторождениях не пришлось применять каких-либо сложных способов для получения необходимого результата. Этими месторождениями являются: Песчаный-море, Кирмаку и Говсан.

В ходе расчетов на месторождении Песчаный-море, исходя из поведения кривой фактически накопленной добычи нефти, были уменьшены, по сравнению с утвержденными, извлекаемые запасы Q_0 , которые в расчетах принимались равными $Q'_0 = 0,765 Q_0$. Кроме этого был изменен и еще один показатель t_{op} , т. е. время достижения максимального дебита средней скважины. Он составил в окончательном варианте 1,92 от расчетного, вычисленного по формуле (2), т. е. $t'_{op} = 1,92 t_{op}$, а остальные данные не были изменены.

На месторождении Кирмаку, в ходе расчетов из тех же соображений, что и в предыдущем случае, были несколько уменьшены извлекаемые запасы: $Q'_0 = 0,712 Q_0$, а также был изменен и максимальный дебит средней скважины q_m который составил 80% от расчетного, вычисленного по формуле (1), т. е. $q'_m = 0,8 q_m$.

И на третьем месторождении Говсан извлекаемые запасы принимались в расчетах уменьшенными, но на этот раз значительно, и составляли 10,7% от утвержденных, т. е. $Q'_0 = 0,107 Q_0$, причем они были приняты несколько меньше, чем фактически уже извлечено к 1985 г. Это делалось потому, что на месторождении в 1973—1974 гг., видимо, проводились какие-то специальные работы (обработка призабойной зоны, увеличение депрессии или другое воздействие), в результате которых дебиты увеличились в несколько раз без ввода новых скважин. Учитывая, что подобные изменения в данной методике не запрограммированы на ЭВМ, было решено принять в расчетах извлекаемые запасы в таком размере, какого они достигли бы, не будь на место-

рождении проведения этих работ, а извлеченная сверх этого уровня нефть будет как бы добыта за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов. Было также изменено время достижения максимального дебита средней скважиной — $t'_{op} = 0,57 t_{op}$.

Покажем на примере месторождения Песчаный-море, насколько близки расчетные и фактические кривые текущей (рис. 1) и накопленной (рис. 2) добычи нефти. На рисунках цифрой 1 обозначены кривые фактически имеющихся показателей, а цифрой 2 — кривые тех же показателей, полученных в результате расчетов.

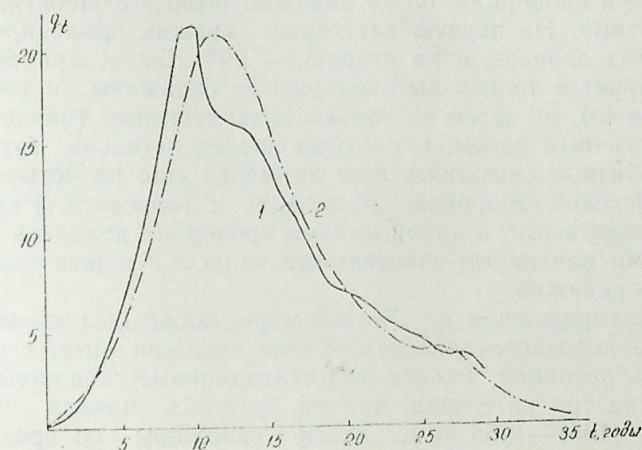


Рис. 1

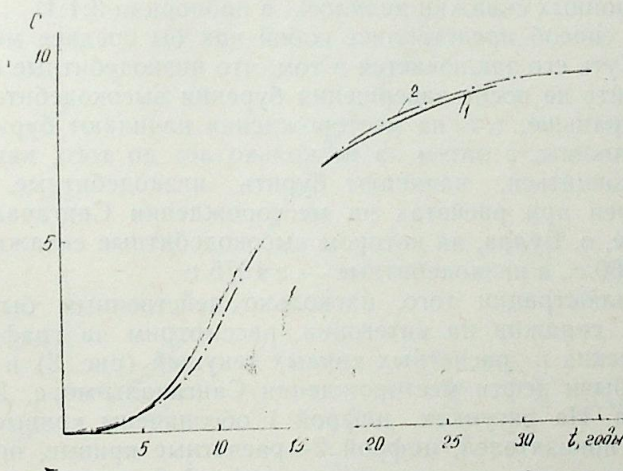


Рис. 2

Рассмотрим теперь случаи, когда для повторения истории разработки месторождений приходилось прибегать к разделению скважин на высоко- и низкодебитные.

Первый способ заключался в том, что скважины обеих категорий начинали буриться одновременно и бурились параллельно и в равном количестве. При этом на каждую категорию скважин приходилось одинаковое количество извлекаемых запасов. С помощью этого способа было получено хорошее совпадение расчетных и фактических данных на месторождениях Банка Дарвина, Зиря и Гюргян-море.

Второй способ отличался от первого тем, что обе категории скважин бурились не параллельно, а последовательно, т. е. сначала бурятся скважины одной категории, а затем другой.

Покажем это на примере месторождения Нефтяные Камни. Общее число эксплуатационных скважин было разделено между категориями в следующей пропорции: 63,2% скважин было высокодебитных, а 36,8% — низкодебитных. На первую категорию скважин приходилось 80% всех извлекаемых запасов, а на вторую — 20%. Было заранее задано, что сначала бурятся только высокодебитные скважины (с 1951 по 1968 г. включительно), а затем — только низкодебитные (начиная с 1969 г.).

Аналогичный прием, т. е. когда последовательно бурятся высоко- и низкодебитные скважины, был применен еще на четырех месторождениях: Челекен, Кюровдаг, Мишовдаг и Кюрсангя. Разница заключалась только в том, в какой именно пропорции делились между двумя категориями начальные извлекаемые запасы и общее число эксплуатационных скважин.

На месторождении о. Жилой-море также был применен подобный метод последовательного бурения скважин разных категорий, но с той лишь разницей, что все эксплуатационные скважины делились не на две, а на три категории, причем бурились сначала низкодебитные скважины (1951—1965 гг.), затем скважины со средним дебитом (1966—1974 гг.) и только потом высокодебитные (начиная с 1975 г.). Извлекаемые запасы здесь были разделены между категориями следующим образом: $Q_{01}=0,5 Q_0$, $Q_{02}=0,3 Q_0$, $Q_{03}=0,2 Q_0$, а общее число эксплуатационных скважин делилось в пропорции 3:1:1.

Третий способ представляет собой как бы среднее между первым и вторым. Суть его заключается в том, что низкодебитные скважины начинают бурить не после завершения бурения высокодебитных, а на несколько лет раньше, т. е. на месторождении начинают бурить высокодебитные скважины, а затем за несколько лет до того, как бурение их должно закончиться, начинают бурить низкодебитные. Этот способ был применен при расчетах на месторождении Сангачалы-море, Дуванный море, о. Булла, на котором высокодебитные скважины бурились с 1963 по 1980 г., а низкодебитные — с 1975 г.

Для иллюстрации того, насколько действенным было подобное разделение скважин на категории, рассмотрим на графиках поведение фактических и расчетных кривых текущей (рис. 3) и накопленной (рис. 4) добычи нефти месторождения Сангачалы-море, Дуванный-море, о. Булла. На рисунках цифрой 1 обозначены кривые фактически имеющихся показателей, цифрой 2 — расчетные кривые, полученные до разделения скважин на категории, а цифрой 3 — расчетные кривые, полученные после разделения скважин на категории. Как видно из рисунков, разница между двумя расчетными кривыми существенная.

Итак, мы рассмотрели 13 месторождений двух объединений и, пользуясь экспресс-методикой и применяя различные подходы, попытались повторить истории их разработки. Нам это удалось сделать на

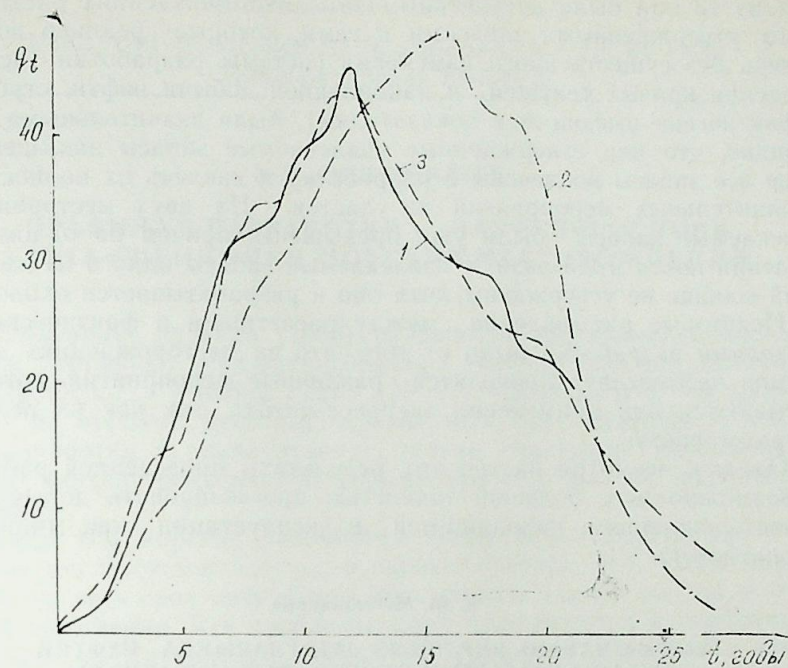


Рис. 3

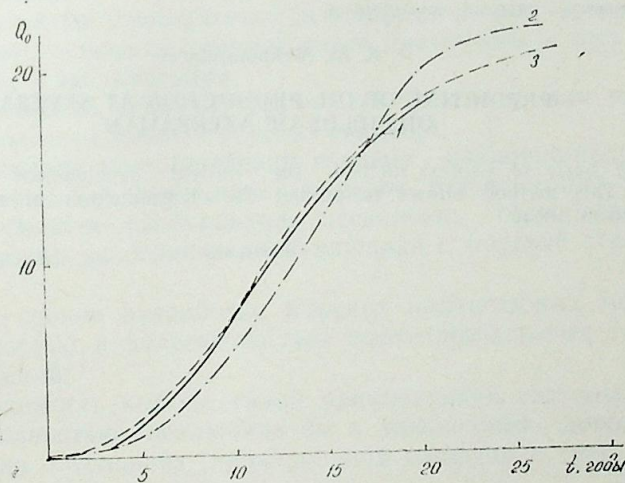


Рис. 4

одних месторождениях с большей, на других — с меньшей точностью. В основном это зависело от достоверности полученных промысловых данных, которая не всегда была достаточной. Например, такой важный параметр, как извлекаемые запасы. Только на трех месторожде-

УДК 622.276.

Л. Б. ЛИСТЕНГАРТЕН

ПРАВИЛАМ РАЗРАБОТКИ — НАУЧНУЮ ОСНОВУ УЧЕТА СПЕЦИФИКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Действующие правила (1963) разработки нефтегазовых месторождений не учитывают всех специфических условий морской добычи. Хотя в «Правилах...» имеется глава (№ 37) «Особенности эксплуатации скважин на морских нефтяных промыслах», рассмотренные в ней вопросы разработки и эксплуатации только частично отражают всю сложную картину современной добычи нефти и газа на континентальном шельфе.

Между тем морская разработка существенно отличается от аналогичных месторождений суши, в первую очередь, тем, что в море все вопросы на весь срок разработки надо решать сразу же после открытия месторождения. Все проблемы моря осложняются в условиях глубоководных месторождений, когда разбуривание ведется не с эстакад, а с морских стационарных платформ или других сложных нефтепромысловых сооружений.

Перечислим основные специфические особенности разработки морских месторождений:

- строительство специальных нефтепромысловых (гидротехнические сооружения, эстакады, стационарные платформы и др.) сооружений для бурения и эксплуатации;
- использование плавучих технических средств для проведения геолого-геофизических работ и бурения скважин;
- разбуривание месторождений кустами наклонно-направленных скважин с эстакад, приэстакадных площадок, стационарных платформ;
- одновременное разбуривание нескольких горизонтов и эксплуатация скважин на ограниченной площади с морской стационарной платформы;
- увязка сроков разработки морских нефтегазовых месторождений с надежностью и долговечностью нефтепромысловых гидротехнических сооружений;
- необходимость выбора такой рациональной системы разработки, которая полностью исключила бы в дальнейшем дополнительное бурение скважин в условиях обустроенной площади и сети подводных коммуникаций;
- учет невозможности размещения дополнительных блоков — платформ для бурения скважин в случае выявления новых залежей, пополнения ряда скважин в завершающей стадии разработки;
- необходимость выбора в условиях недоразведанности площади и недостаточности информации о пластах, месторождений в целом, в начальной стадии, практически сразу же после открытия месторож-

ниях из 13 они были достоверны. На 7 месторождениях расхождение между утвержденными запасами и теми, которые реально возможно извлечь без существенного изменения системы разработки (исходя из поведения кривых текущей и накопленной добычи нефти, строящихся по фактически имеющимся показателям), были значительными и было очевидно, что или утвержденные извлекаемые запасы завышены, или же не все запасы вовлечены в разработку и извлечь их полностью без дополнительных мероприятий не удастся. На двух месторождениях извлекаемые запасы были уже превышены, причем на одном месторождении почти в 2,5 раза, а извлекаемые запасы одного из месторождений вообще не утверждены, хотя оно и разрабатывается около 30 лет.

Некоторые расхождения между расчетными и фактическими показателями разработки были от того, что на месторождениях для увеличения нефтеотдачи проводятся различные мероприятия, которые не учитываются при применении экспресс-метода, так как их нельзя запрограммировать.

Однако, несмотря на все это, результаты проведенной работы дают возможность с большой точностью прогнозировать добычу нефти по месторождениям, находящимся в эксплуатации как минимум на 1—2 пятилетки.

К. М. Мехмандаров

АЗЭРБАЙЖАНЫН БИР НЕЧЭ ЈАТАГЛАРЫНДА НЕФТИН ЧЫХАРЫЛМАСЫНЫН ПРОГНОЗЛАШДЫРЫЛМАСЫ

Магаләдә экспресс усулунун көмәји илә јатагларын ишләнмәси технологијасынын көстәричиләринин һесаблинамасы верилмишидир. Бу усулун васитәси илә лазыми дәғилләктә истисмар олунан јатаглар үзрә ән азы 1—2 бешиллик эрзиндә нефтин чыхарылмасыны прогнозлашдырмаг мүмкүндүр.

К. М. Mekhmandarov

PREDICTING OF OIL PRODUCTION AT SEVERAL OILFIELDS OF AZERBAIJAN

On the basis of express method the oilfield development parameters were calculated. This method allows to predict the oil production of exploited oilfields for 5—10 years ahead.

дения оптимального количества платформ, их конструкции и числа скважин с каждой платформой;

— необходимость учета числа платформ и такого их размещения, при котором бурение скважин осуществлялось при отклонениях, обеспечивающих нормальную эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт их (800—1000 м). Из опыта эксплуатации скважин месторождения Нефтяные Камни, при капремонтах скважин с отклонениями 1200 м и выше, осложнения, возникающие при подъеме труб, в большинстве случаев заканчиваются ликвидацией скважин;

— необходимость в зависимости от применяемых способов эксплуатации обустройства верхних строений МСП и строительства других необходимых сооружений на морском промысле (например, технологической платформы);

— необходимость создания специализированных береговых баз для изготовления гидротехнических и технологических комплексов;

— необходимость профессиональной, физической и психологической подготовки нефтяников и газовиков для работы их в морских условиях;

— необходимость соблюдения условий разработки месторождений, обеспечивающих охрану среды, воздушного бассейна, а также техники безопасности работ в условиях моря;

— вопросы техники безопасности при разработке и эксплуатации морского месторождения должны сочетаться с техническими возможностями служб пожарных команд по предупреждению и ликвидации пожаров, открытых фонтанов (газовых или газонефтяных);

— объемы добычи с МСП не должны превышать технические возможности средств пожаротушения.

Имеющиеся в настоящее время на вооружении служб пожарной безопасности техническое оборудование и транспорт для тушения пожаров, ликвидации открытых фонтанов и выбросов рассчитаны на суточную добычу с одной платформы до 2,0 тыс. т.

С освоением больших глубин моря (до 300 м) и увеличением числа скважин, подлежащих бурению с одной платформы (до 32—48), суточная добыча соответственно увеличивается. В частности, уже сейчас по месторождению им. 28 Апреля суточная добыча с одной платформы превышает допустимую величину (платформа №3).

Из изложенного следует необходимость быстрее решения вопроса об оснащении служб пожарной безопасности более мощным оборудованием и соответствующим транспортом, т. е. замены малогабаритных судов крупными кораблями. Строгое соблюдение всех перечисленных требований техники безопасности — одна из неперемных условий рациональной и безопасной разработки морского месторождения.

Из приведенного перечня, далеко не полностью отражающего специфические условия разработки морских месторождений, следует, что наиболее ответственные задачи проектировщикам и производственникам следует решать на ранних стадиях открытия и ввода месторождения в разработку. В условиях ускорения промышленного освоения месторождений нефти и газа министерствам, осуществляющим разработку месторождений, разрешается:

— осуществлять проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составлять технологические схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной разработки месторождений газа на базе запасов нефти и газа, принятых центральными комиссиями по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ) соответствующих министерств;

— утверждать проектно-сметную документацию и вводить в разработку по согласованию с ГКЗ СССР и Госгортехнадзором СССР месторождения нефти и газа, расположенные на акваториях морей и океанов, на срок до 5-ти лет на базе запасов, принятых ЦКЗ Министерства газовой промышленности, с последующим утверждением их в ГКЗ СССР.

Процитированные выдержки из классификации запасов о подготовленности разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения дают представление о возможностях производственных объединений. Вместе с тем, наряду с облегчающими факторами ввода месторождений в промышленную разработку, одновременно создаются сложности у проектных и научно-исследовательских организаций для принятия проектно-технологических решений. Выше уже отмечалось, что на ранней стадии промышленного освоения месторождений проектант-технолог принимает решения на весь срок разработки месторождения. От его концепций зависит и практически полное обустройство площади. Месторождение может быть введено в разработку до окончательной разведанности всех продуктивных горизонтов.

На наш взгляд, здесь имеются некоторые противоречия и в новых правилах разработки, учитывающих сложности и специфику морских месторождений; эти противоречия необходимо устранять. В первую очередь, в правилах разработки следует предъявить более строгие требования к разведке месторождений, получению информации о пластах, пластовых флюидах в объеме достаточном для геолого-технологического проектирования разработки месторождения.

Наглядным примером учета морской специфики при проектировании является сложное глубоководное месторождение им. 28 Апреля, расположенное на глубинах моря 80—300 м в пределах Апшеронского порога.

Структура площади выявлена на основе геофизических исследований методом МОГТ.

Разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, пробуренными в период 1979—1985 гг., открыты нефтяные залежи в X горизонте балаханской свиты и свите «перерыва», газоконденсатные залежи в нижнем отделе продуктивной толщи — свиты НКП, ПК и КаС. Кроме того, по геофизическим исследованиям, предполагаются продуктивные залежи в V, VI и IX горизонтах балаханской свиты. По состоянию на 01.01. 1986 г. на месторождении на X горизонте и свите «перерыва» работают 27 добывающих скважин, в том числе 24 со свиты «перерыва». Скважины пробурены с 4-х морских стационар-

ных платформ. Кроме того, на месторождении с полупогружных установок пробурены 3 поисково-разведочные скважины (№ 5, 11, 14) на нижний отдел продуктивной толщи.

На основе имеющейся недостаточно полной информации о залежах НИПИ «Гипроморнефтегаз» составил технологическую схему их разработки, по которой осуществляется разбуривание месторождения. В разрезе месторождения выделены 3 базисных горизонта (нижний — Кас—ПК, средний — свита «перерыва» (НКП), верхний — X горизонт). Однако, учитывая, что продуктивность нефтяных залежей (или нефтяных «оторочек») нижнего отдела пока не подтверждена опробованием скважин, «Рабочая комиссия по разработке газовых, газоконденсатных, нефтяных месторождений и эксплуатации ПХГ Мингазпрома», при утверждении технологической схемы перевела фонд скважин, предусмотренный для бурения на нижний отдел, в резервный фонд. Для таких сложных глубоководных месторождений новые «Правила разработки» должны предусматривать соответствующие регламентирующие положения по ускорению разведки месторождения. В противном случае при затягивании разведочных работ быстрые темпы обустройства месторождения могут привести к большим осложнениям в случае обнаружения новых участков (или залежей), не охваченных первыми технологическими проектными документами, о чем указывалось выше. Для разбуривания и извлечения нефти из этих (не охваченных) участков необходимо будет строительство дополнительных сооружений, значительно удорожающих технико-экономические показатели разработки. В некоторых случаях может оказаться, что эти участки вообще невозможно охватить строительством новых стационарных платформ для бурения скважин из-за сложной сети подводных коммуникаций (трубопроводов, электрокабелей и др.) морского промысла, что может привести к оставлению в недрах больших запасов нефти.

Отсюда следует, что разведка морских месторождений должна осуществляться не только поисково-разведочными скважинами, но и большим числом опережающих скважин. Следует остановиться еще на одном очень важном вопросе, связанном с технико-экономической оценкой процесса разработки.

Согласно «Регламенту составления проектов разработки» извлекаемые запасы — часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (закрывающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

В настоящее время при определении экономически выгодного предела разработки исходят из определенного уровня закрывающих затрат. Предельные среднесуточные дебиты нефти при этом получают как производные от рентабельного срока разработки. Отметим, что установленная величина закрывающих затрат приемлема для месторождений, залегающих на глубинах моря до 36—40 м. В связи с открытием в последние годы новых морских месторождений, залегающих на глубинах моря до 200—300 м (им. 28 Апреля, Каверочкина и др.), возникает необходимость пересмотра установленного уровня закрывающих затрат.

Необходимо остановиться еще на одном не менее важном аспекте

разработки морских нефтегазовых месторождений. Применяемые в настоящее время методы разведки, разработки и эксплуатации месторождений не могут разрешить все существующие проблемы. Необходимая стратегия разведки и разработки, в отличие от методов, применяемых на суше. Морская добыча только начинает осваивать большие глубины шельфа. Для глубины моря более 40 м «эстакадная» разработка, близкая по своей сути к условиям суши, заменяется разработкой с глубоководных платформ с совершенно иными условиями обустройства, коренным образом меняющим подход к проектированию всех способов добычи, строительства подсобных объектов. Поэтому сегодня регламентировать «Правилами» развивающуюся отрасль необходимо очень осторожно, не создавая трудностей при внедрении новых методов разведки, разработки, добычи, обустройства сложных нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Так, например, еще только обсуждаются вопросы бурения добывающих нефтяных и газовых скважин с одной платформы и одновременное бурение добывающих и разведочных скважин с одной платформы на разные горизонты. В условиях недостатка информации и в период опережающей разработки месторождений существующими регламентами и техникой безопасности не разрешается одновременное бурение разведочных и добывающих скважин с одной платформы, что сильно задерживает проведение разведки месторождения. Необходим научный пересмотр существующих норм. Проводимое в настоящее время перевооружение промышленности на базе научно-технического прогресса, вероятно, позволит разрешить указанные проблемы.

При рассмотрении работ по подсчету запасов ГКЗ при Совете Министров СССР требует представления материалов по исследованию скважин и пластов. Однако существующая техника (применяющаяся на месторождении им. 28 Апреля) не позволяет проводить ряд работ, например, спуск пробоотборников в скважины, обустроенные импортными малогабаритными подъемниками.

Поэтому очень важно разрешать новыми «Правилами» использование расчетных и косвенных методов для определения параметров пласта. И очень правильно (не формально) поступил ГКЗ при Совете Министров СССР при принятии отчета о подсчете запасов месторождения им. 28 Апреля, в котором при оценке параметров пластов были использованы косвенные методы исследования скважин.

Л. Б. Листенгартен

**ДЭНИЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН СПЕСИФИК ХУСУСИЈАТЛАРИНИ НЭЗЭРЭ
АЛМАГЛА ОНЛАРЫН ИШЛЭНМЭСИ ГАЈДАЛАРЫНЫН ЕЛМИ ЭСАСЛАРЫ**

Мэгалэдэ дэниз јатагларынын кэшифијатына даһа чидди јанашылмасыны нэзэрэ алараг онларын ишлэнмэ гајдаларына дэјишикликлэр едилмэсини зэурилијиндэн бэһс едилир.

L. B. Listengarten

**TO THE RULES OF THE EXPLOITATION — THE SCIENTIFIC
FOUNDATION OF THE ACCOUNT OF THE
SPECIFICS OF THE SEA DEPOSITS**

The article is devoted to the problems of the necessity of the correction of the existing rules of the exploitation of the oil field for sea conditions.

УДК 622.279.4:536.423.4

М. Т. АБАСОВ, М. А. ОПРИЦ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ,
 М. К. ВИНОГРАДОВ, М. В. ПАНИН

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

Известно, что процесс разработки газоконденсатных месторождений на истощение, с точки зрения фазовых переходов, характеризуется наличием двух периодов — ретроградных процессов и нормального испарения.

Направление фазовых переходов в залежи зависит от критической температуры пластовой системы, которая определяется ее составом, изменяющимся в процессе разработки. Если пластовая температура превышает критическую температуру пластовой системы, в пласте возможны ретроградные процессы, в противном случае протекают процессы нормального испарения.

Изменение критической температуры пластовой системы изучалось авторами по данным дифференциальных конденсаций пластовых систем четырех глубокозалегающих месторождений Азербайджана: Пирсагат (VII гор.), Сангачалы-море-Дуваный-море—о. Булла (VIII гор.), Булла-море (V, VII гор.). Характеристика месторождений приведена в таблице. Критическая температура пластовой системы определялась по методике, изложенной в [1].

Месторождение	Глубина перфорации, м	Начальные пластовые параметры						коэффициенты	
		давление, МПа	температура, °С	конденсатосодержание, г/м³	критич. температур. системы, °С	молек. масса уг. ед.	а	b	
Пирсагат (VII гор., скв. 107)	3401—3381	43,3	76	106	—25,2	20,2	—58,5	42,0	
Сангачалы-море (VIII гор., скв. 89)	3957—3964	53,8	95	257	43,1	22,2	12,0	32,0	
Булла-море (V гор., скв. 14)	4578—4601	53,2	95	380	60,6	24,0	53,0	23,0	
Булла-море ((VII гор., скв. 22)	5629—5660	71,3	113	375,6	79,9	24,05	62,8	24,0	

Изменение критической температуры в процессе истощения рассматривалось в зависимости от безразмерной величины — отношения

текущего пластового давления к начальному давлению $\frac{P_1}{P_{II}}$. Эта зави-

симость представлена на рис. 1. Здесь же точками 1, 2, 3, 4 отмечены значения $t=t_{пл}$. Таким образом, кривая 1—2—3—4, являясь геометрическим местом критических температур, равных пластовым, может рассматриваться как разграничивающая области ретроградных (ниже кривой) и нормальных (выше кривой) процессов. Она описывается уравнением:

$$t_{разгр} = - 58,07 \left(\frac{P_1}{P_{II}} \right)^2 + 171,8 \frac{P_1}{P_{II}} + 32,37 \quad (1)$$

Газоконденсатные системы являются углеводородными смесями сложного состава, и поэтому проявление процесса нормального испарения ощутимо прежде всего на низкокипящих компонентах.

Рассмотрим условия перехода системы в область нормального испарения.

Из данных рис. 2, 3 видно, что рост концентрации каждого компонента в пластовом газе происходит после определенного давления, соответствующего его минимальному содержанию в газовой фазе.

Чтобы проследить за поведением системы в целом, в процессе истощения природную смесь можно представить как бинарную, где первый компонент — метан, а второй — гипотетический компонент $C_{2+выше\ кип.}$. Было рассмотрено изменение концентрации $C_{2+выше\ кип.}$ в процессе истощения для месторождения Пирсагат (VII гор.), как наиболее легкой, и месторождения Булла-море (VII гор.), как наиболее тяжелой из рассматриваемых систем. Из рис. 4 видно, что приведенные зависимости содержания $C_{2+выше\ кип.}$ в пластовом газе от давления характеризуются наличием экстремума, который соответствует минимальному содержанию $C_{2+выше\ кип.}$, естественно, максимальному содержанию метана в газовой фазе. Для VII гор. Пирсагат это соответствует давлению 18 МПа, для VII гор. Булла-море — 36 МПа. После указанных давлений содержание $C_{2+выше\ кип.}$ в пластовом газе увеличивается.

Из рис. 2, 3 видно, в каком порядке с падением давления в испарении начинают участвовать компоненты природной смеси.

Из этого следует, что система переходит в это состояние в результате постепенного вовлечения компонентов в процессе испарения.

Давление P_{min} , соответствующее минимальному содержанию $C_{2+выше\ кип.}$ в газовой фазе, с достаточной для практики точностью совпадает с давлением, при котором $t_{пл}=t_{кр}$. Изучение состава $C_{2+выше\ кип.}$ показало, что при давлениях ниже P_{min} в его составе содержание газовых компонентов увеличивается, в то время как концентрация конденсатообразующих (C_5+) продолжает уменьшаться до определенного давления. Это также видно из приведенных ниже составов газовой фазы для пластовой системы месторождения Пирсагат:

	$P=24$ МПа ретроградная область	$P=12$ МПа нормальная область
Метан	0,9113	0,9094
Этан	0,0339	0,0437

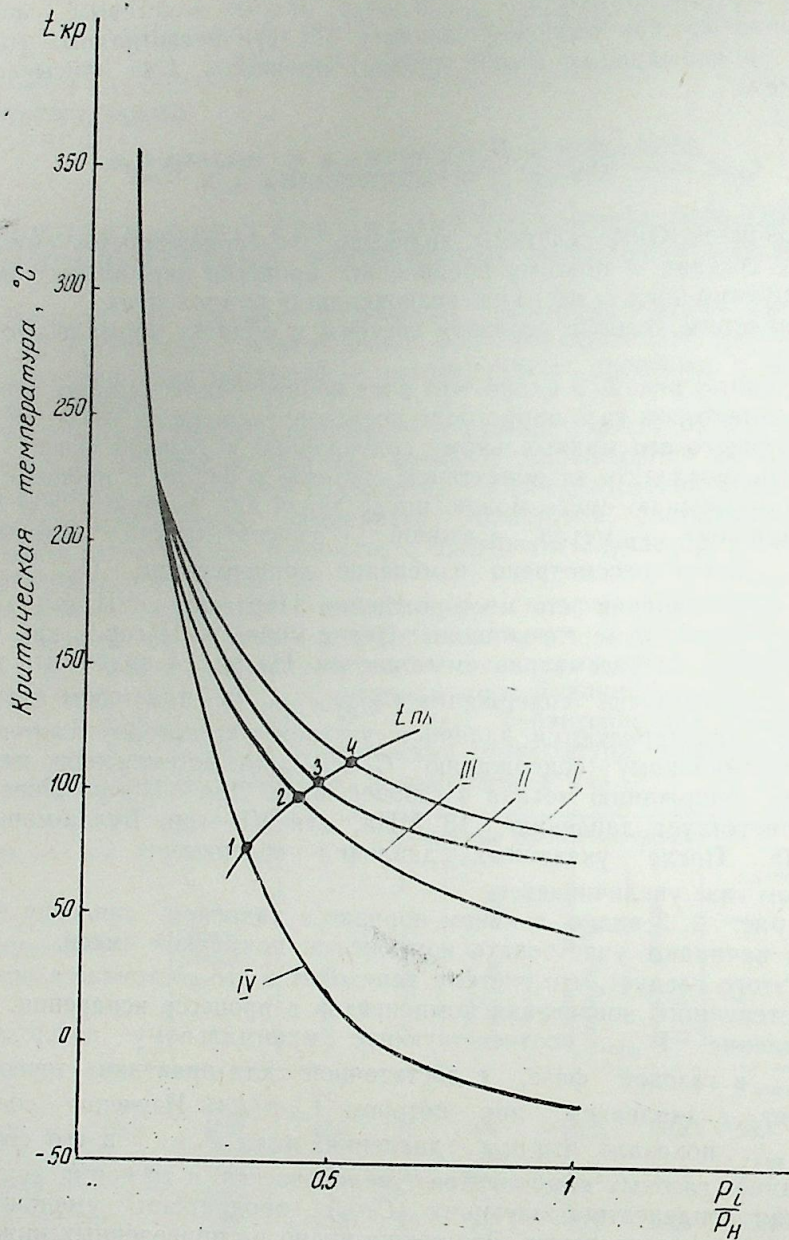


Рис. 1. Зависимость критической температуры пластовой системы от степени истощения залежи:

I — Булла-море; VII гор.; II — Булла-море, V гор.; III — Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла, VIII гор.; IV — Пирсагат, VII гор.

Пропан	0,0162	0,0174
Бутаны	0,0095	0,0099

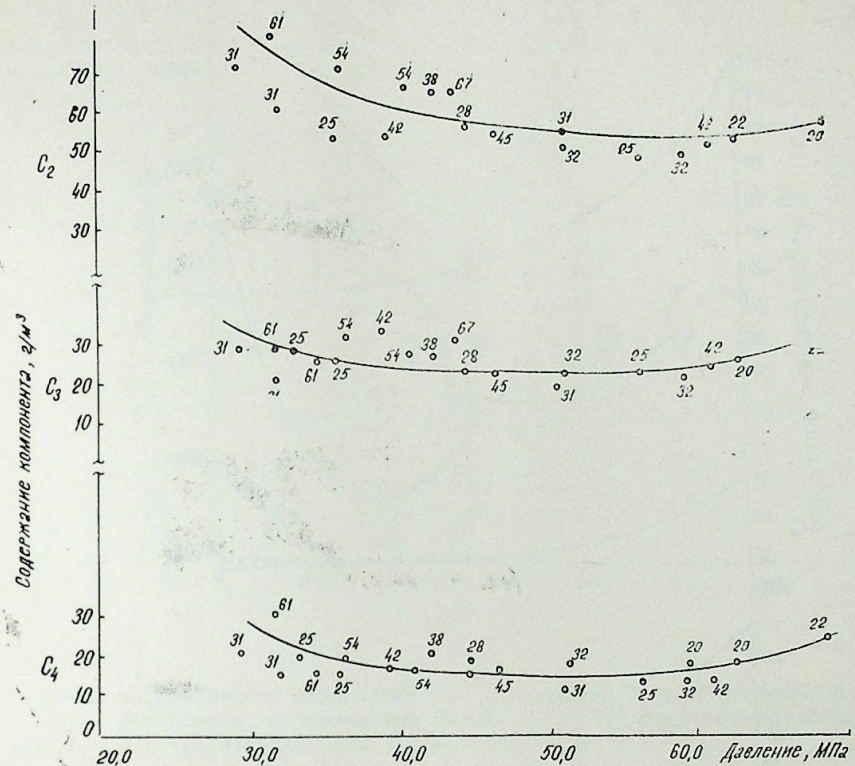


Рис. 2. Изменение содержания компонентов в отбираемом газе в процессе истощения залежи VII гор. месторождения Булла-море

C_5+ (газ)	0,0071	0,0069
Товарн. конденсат	0,0191	0,0083
Молек. масса	102	89
C_5+ (система)		

Как видно из рис. 1, для месторождения Пирсагат при текущем пластовом давлении, составляющем 35% от начального, можно ожидать начало проявления процесса нормального испарения, для месторождения Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла при 44% от P_{II} для Булла-море, для залежей V и VII горизонтов, — 48 и 55% соответственно.

Аналитически зависимости $t_{кр} = f\left(\frac{P_1}{P_{II}}\right)$ описываются выражением:

$$t_{кр} = a + \frac{b}{P_1/P_{II}} \quad (2)$$

Значения коэффициентов a и b , входящие в (2), приводятся в таблице и имеют размерность °С. Как видно из таблицы, чем тяжелее сис-

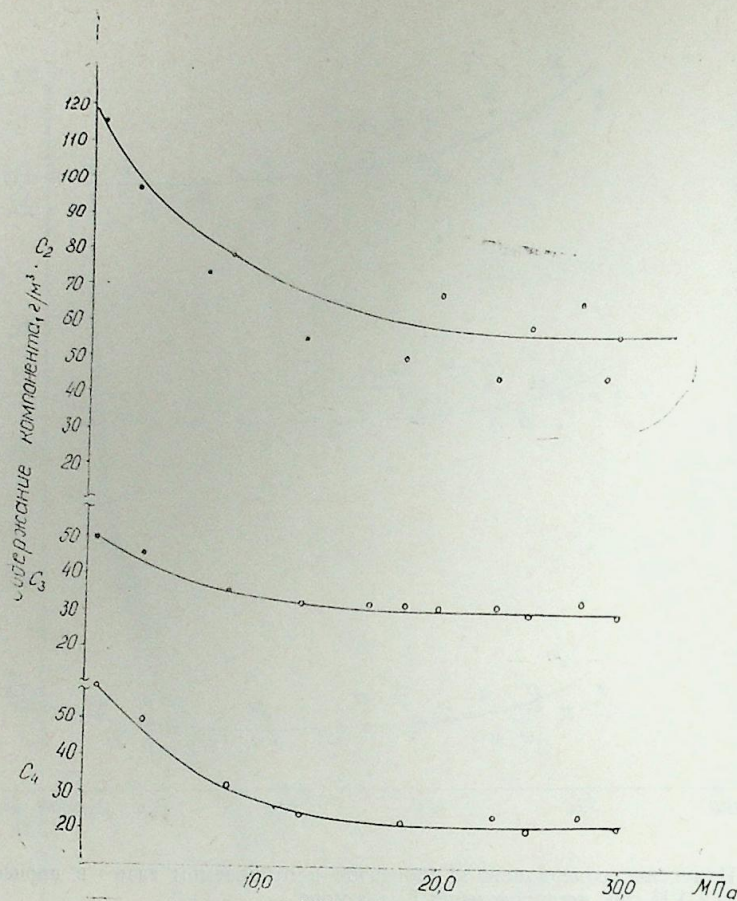


Рис. 3. Изменение содержания компонентов в отбираемом газе в процессе дифференциальной конденсации прдукции месторождения Пирсагат

тема, тем больше коэффициент a и тем меньше коэффициент b . Значения коэффициентов характеризуют состав газоконденсатной системы, который может быть выражен через молекулярную массу. В пределах рассмотренных условий приведенные коэффициенты описываются выражениями:

$$a = -3,28\mu^2 + 174,32\mu - 2241,4 \quad (3)$$

$$b = -5\mu + 143, \quad (4)$$

где μ — молекулярная масса начальной газоконденсатной смеси.

Таким образом, для глубокозалегающих месторождений Азербайджана по приведенным выше зависимостям в указанном интервале изменения молекулярных масс газоконденсатных систем, зная начальное пластовое давления при соответствующем значении текущего давления P_1 , можно определить текущую критическую температуру пластовой системы. При известной $t_{кр}$ из (2) можно определить $P_1 = P_{мин}$ для данной углеводородной системы.

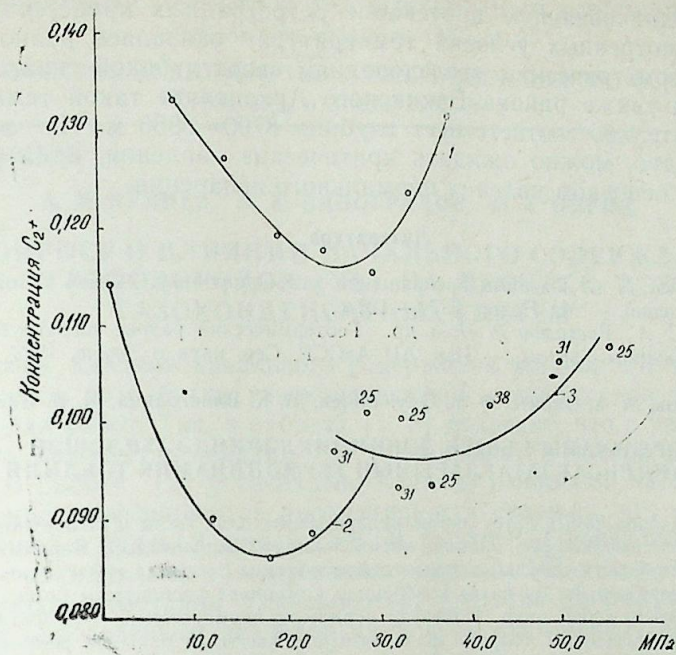


Рис. 4. Зависимость содержания C_2+ в пластовом газе от давления истощения: 1 — НКП-свита, месторождение Бахар, 2 — VII гор., месторождение Пирсагат; 3 — VII гор., месторождение Булла-море

Из рис. 1 видно, что при значении $\frac{P_1}{P_{н}} = 0,15-0,16$ кривые сли-

ваются, что свидетельствует о том, что для рассмотренных систем критическая температура оставшейся пластовой системы не зависит от начального их состава и определяется в основном жидкой фазой при этих значениях давления. Последующий период истощения характеризуется испарением C_{2+} .

Из приведенных на рис. 1 данных также видно, что с глубиной критическая температура газоконденсатных систем значительно увеличивается и разность между пластовой и критической температурами уменьшается, что обеспечивает проявление процесса нормального испарения при относительно высоких текущих пластовых давлениях. Следовательно, для глубокозалегающих газоконденсатных месторождений можно ожидать относительно высокие коэффициенты компонентоотдачи при системе сбора, обеспечивающей утилизацию газовых компонентов.

Приведенные выше данные были рассмотрены применительно к оценке вероятного фазового состояния сверхглубоких залежей углеводородов.

Из уравнения (1) при условии $\frac{P_1}{P_{н}} = 1$ можно определить темпе-

ратуру, ограничивающую протекание ретроградных процессов. В пределах рассмотренных условий температура оказалась равной 146°C. Согласно геометрическим исследованиям сверхглубокой скважины Саатлы [2], а также района Бакинского Архипелага такой температуре предположительно соответствует глубина 8700—8800 м. На этой глубине, очевидно, можно ожидать критические явления, а на больших глубинах в основном явления нормального испарения.

Литература

1. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1974.—121 с.
2. Алиев С. А., Рустамов Р. И. и др. Геотермический разрез сверхглубокой опережающей скважины Саатлы. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1977, № 6.

М. Т. Абасов, М. А. Оприц, Ф. Г. Оручэлиев, М. К. Виноградов, М. В. Панин

АЗЭРБАЙҶАНЫН БӨҮК ДЭРИНЛИКЛЭРИНДЭ ЈЕРЛЭШЭН ГАЗ-КОНДЕНСАТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ТЕРМОДИНАМИК ТЭҢЛИЛИ

Мәгаләдә АзәрбајҶанын бөүк дәринликләрә малик олан бәзи јатагларынын јоргундуг просесинин термодинамик тәһлили нәтичәләриндән данышылыр. Верилмиш тәдҶигат методикасы нормал бухарланма просесин башлангычы һаггында габагчадан мә'лумат вермәјә имкан јарадыр ки, бу да өз нөвбәсиндә компонент һасилатыны бөүк дәгигликлә һиҶмәтләндирмәјә сәбәб олур. Мәгаләдә верилмиш термодинамик тәдҶигатларын нәтичәсинин интерпретасијасы долудун фаза вәзијјәти һаггында бахылан рекионда 10 км дәринлијә гәдәр габагчадан мә'лумат вермәјә имкан јарадыр.

М. Т. Abasov, M. A. Oprits, F. G. Orudjaliev,
M. K. Vinogradov, M. V. Panin

THERMODYNAMIC ANALYSIS OF DEEP-SEALED GAS CONDENSATE DEPOSITS OF AZERBAIJAN

The article deals with the results of a thermodynamic analysis of the depletion process of several deep-seated deposits of Azerbaijan. The given investigation methodics allows to predict the beginning of a process of normal evaporation, that in its turn allows to estimate more exactly the components recovery. The interpretation of thermodynamic investigation data given in the article allows to predict the phase state of a fluid at 10 km depth in the region studied.

УДК 622.276.031:53

А. М. КУЛИЕВ, М. К. ВИНОГРАДОВ, М. А. ОПРИЦ

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ НАЧАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ) НА ПРОЦЕСС ИСТОЩЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Вопросам влияния начального содержания жидких УВ на показатели процесса разработки газоконденсатной залежи при истощении посвящен ряд работ. Так, в работах [1, 3] показано, что с увеличением начального количества жидких УВ увеличиваются потери конденсата в пласте. В работе [2] установлено влияние начальной насыщенности на изменение коэффициентов продуктивности скважин, что объясняется дегазацией и усадкой жидких УВ. В работе [5] показано, что в зависимости от начального содержания жидких УВ текущие коэффициенты конденсатоотдачи уменьшаются, достигая минимального значения при определенном значении начальной насыщенности, после которой наблюдается их возрастание.

Таким образом, необходимость учета влияния рассеянных УВ на процесс истощения газоконденсатных систем очевидна, тем более, что залежи подобного типа все чаще встречаются в практике разработки [4, 6]. При этом авторы указывают на сложность процессов, протекающих в залежи.

Цель настоящего экспериментального исследования — дать термодинамический анализ и расширить представления о влиянии жидких УВ на процессы истощения газоконденсатных систем. Эксперименты осуществлялись на установке УГК-3.

Рассмотренные системы при одинаковых начальных параметрах состояний и идентичных составах газовой и жидкой фазы различались соотношением последних. В данном случае можно принять, что жидкая фаза моделирует поведение рассеянных УВ, так как находясь в постоянном контакте с газом, она при истощении участвует в фазовом массообмене. Начальные параметры исследуемых систем составили: $P=27,0$ МПа; $t=62^\circ\text{C}$; плотность конденсата газовой фазы — 784 кг/м³, плотность жидкой фазы — 840 кг/м³. Начальный объем систем в процессе истощения в каждом случае сохранялся постоянным. На рис. 1 показано положение систем на фазовой диаграмме «давление — газовый фактор». Системы 1—3 находятся в области ретроградных процессов, а системы 4—6 — в области процессов нормального испарения. Процесс истощения осуществляется отбором газовой фазы. Результаты исследований представлены в таблице и на рис. 2, 3. Из таблицы видно, что если для систем 1—3 с увеличением содержания жидких УВ добыча конденсата из газовой фазы за весь процесс истощения уменьшается, то для систем 4—6 она увеличивается. Данное различие объясняется разным положением систем на фазовой диаграмме «давление — газовый фактор», и, как следствие, различной ин-

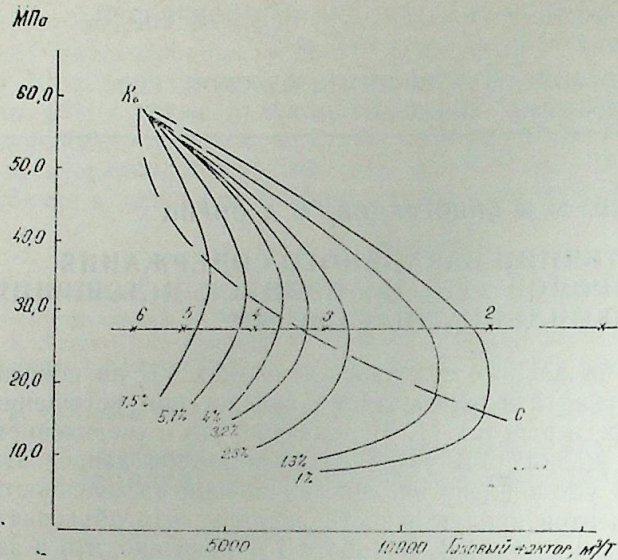


Рис. 1. Фазовая диаграмма «Р—Г» при $t=62^{\circ}\text{C}$:
 1—6 — исследуемые системы; К — критическая точка; КС — геометрическое место точек давлений максимальной конденсации. Шифр кривых соответствует процентному содержанию жидкости в системе

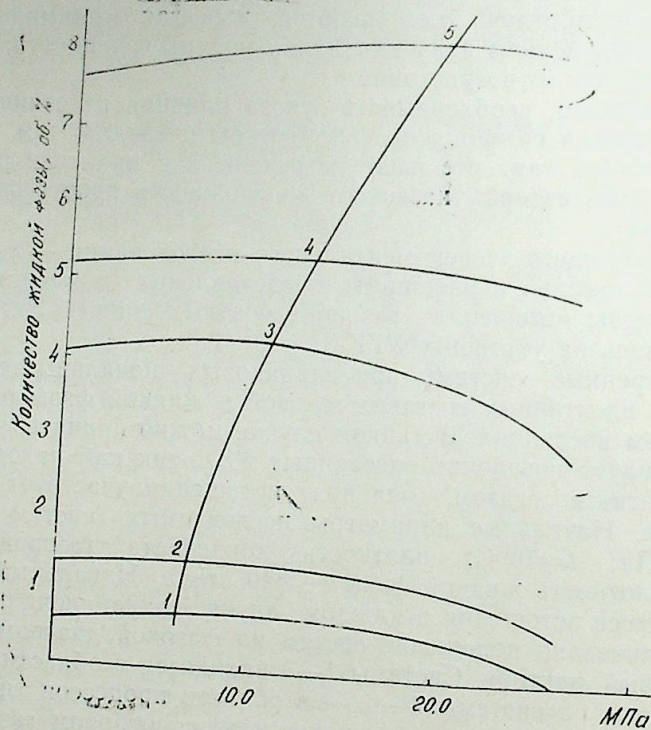


Рис. 2. Зависимость изменения объема насыщенной жидкости от давления для систем с различными начальными содержаниями жидких УВ:
 1—5 давления максимальной конденсации

тенсивностью процессов, происходящих в них с падением давления. Так, в системах 1—3 с увеличением начального содержания жидких УВ возрастает интенсивность ретроградного процесса, а в системах

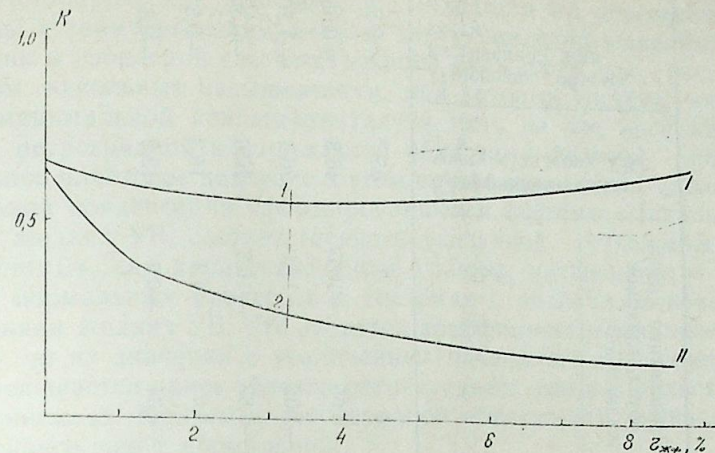


Рис. 3. Зависимость изменения коэффициентов конденсатоотдачи коэффициентов использования запасов от начального содержания жидких УВ:

I — конденсатоотдача; II — коэффициент использования запасов; 1—2 — граничное содержание жидких УВ

4—6, наоборот, — возрастает интенсивность нормального процесса. Характерно и поведение жидкой фазы в процессе истощения таких систем. Из рис. 2 видно, что давление максимальной конденсации по насыщенной жидкости, независимо от того, в какой области фазовой диаграммы находится система, увеличивается с увеличением начального содержания жидких УВ. Так, для систем 1—3 эта величина находится в интервале 5,0—12,0 МПа, а для систем 4—6 в интервале 14,0—24,0 МПа. Причем, как видно из рис. 2, для систем в ретроградной области с увеличением начального содержания жидких УВ меньшему интервалу между начальным давлением и давлением максимальной конденсации соответствуют большие пластовые потери. Для систем в нормальной области, наоборот, меньшему интервалу соответствуют меньшие потери конденсата. Кроме того, для систем в нормальной области объем жидких УВ после давления максимальной конденсации резко уменьшается и конечное значение его может быть меньше начального объемного содержания жидких УВ (система 5). Такое поведение систем, очевидно, должно сказаться и на коэффициентах продуктивности газоконденсатных скважин.

Различие в интенсивности процессов, протекающих в системах с разным содержанием жидких УВ, сказывается и на конечных коэффициентах конденсатоотдачи. На рис. 3 приведена зависимость изменения конечных коэффициентов конденсатоотдачи и коэффициентов использования «запасов» от начального содержания жидких УВ. Характер зависимости I идентичен аналогичной зависимости, полученной расчетно в [5] для коэффициентов конденсатоотдачи при различных фиксированных значениях газоотдачи.

Из рис. 3 видно, что минимальное значение конденсатоотдачи (зависимость I) отвечает начальному содержанию жидких УВ равному 3,2% от объема системы. Это значение соответствует границе, разоб-

Вс конденсата в газовой фазе, г	Вс жидкой фазы, г	Суммарный вес конденсата и жидкой фазы, г	Объем, доля газовой фазы	Добыча конденсата из газовой фазы, г	Добыча конденсата по отношению к его запасу, %	Плотность добытого конденсата, г/см ³	Плотность жидкой фазы на конец истощения, г/см ³	Добыча конденсата без влияния жидких УВ, г	Приращение потерь, обусл. влиянием жидких УВ		Коэффициент «запасов» УВ, %	Изменение объема насыщенной жидкости, %
									г	%		
9,46	0	9,46	1	6,15	65	0,7763	0,8064	6,15	0	65	+0,5	
9,39	2,25	11,64	0,9935	5,45	58	0,7740	0,8086	6,10	-0,65	46,8	+0,65	
9,18	9,63	18,81	0,971	4,95	54	0,7710	0,8136	5,97	-1,02	26,4	+1,20	
8,99	16,32	25,31	0,950	5,21	58	0,7740	0,8180	5,84	-0,63	20,6	-0,35	
8,70	25,4	34,1	0,920	5,57	64	0,7760	0,8236	5,65	-0,08	16,3	-0,5	
8,32	40,0	48,32	0,880	5,74	69	0,7799	0,8294	5,40	+0,34	12,9	-0,8	

шающей области нормальных и ретроградных процессов при начальных термобарических условиях, и находится на пересечении данной изобары с геометрическим местом точек давлений максимальной конденсации и изоплерой соответствующей влажности (см. рис. 1). Таким образом, начальные насыщенности, при которых системы характеризуются минимальной конденсатоотдачей, есть не что иное как граница между ретроградной и нормальной областями фазовой диаграммы, а начальное пластовое давление в этом случае совпадает с давлением максимальной конденсации сформировавшейся системы. Начальное содержание жидких УВ, соответствующее указанной точке, можно назвать «граничным», как характеризующее границу интенсивности ретроградных и нормальных процессов в системах с различным начальным содержанием жидких УВ. Что касается коэффициентов использования «запасов», то их значения с увеличением начального содержания жидких УВ уменьшается как в области ретроградных, так и в области нормальных процессов. Причем в ретроградной области это уменьшение более интенсивное, чем в нормальной.

Приведенные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Вид зависимости конденсатоотдачи от начального содержания жидких УВ, установленный в [5], подтверждается экспериментально, объясняется различным положением систем на фазовой диаграмме «давление — газовый фактор» и вследствие этого различной интенсивностью процессов, происходящих в них с падением давления.

2. При начальном пластовом давлении, совпадающем с давлением максимальной конденсации, система характеризуется минимальным коэффициентом конденсатоотдачи, а содержание жидких УВ является «граничным» как разделяющее области нормальных и ретроградных процессов при начальных термобарических условиях.

3. Коэффициент использования запаса (конденсат+жидкие УВ) уменьшается как в ретроградной, так и в нормальной области с увеличением начального содержания жидких УВ.

4. Для систем в ретроградной области с увеличением содержания жидких УВ меньшему интервалу между начальным давлением и давлением максимальной конденсации соответствуют большие потери конденсата, а для систем в нормальной области, наоборот, меньшему интервалу соответствуют меньшие потери.

Литература

1. Покровский К. В., Дьяченко И. И., Разамат М. С. Исследование влияния присутствия нефти на изменение потерь и добычи конденсата при дифференциальной конденсации. — Газовое дело, 1969, № 2, с. 6—9.
2. Абасов М. Т., Касымова С. А., Оруджалиев Ф. Г. Влияние остаточной нефтенасыщенности на разработку газоконденсатных залежей на истощение. — АНХ, 1970, № 8, с. 25—26.
3. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей. — М.: Недра, 1974, с. 153.
4. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. — М.: Недра, 1979, с. 79—81.
5. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. К истощению газоконденсатных залежей с начальной конденсатонасыщенностью. — АНХ, 1981, № 10, с. 9—12.
6. Еременко В. С. Рассеянный конденсат основных ГКМ. — Газовая промышленность, 1984, № 2, с. 26—28.

**МАЈЕ КАРБОИДРОКЕНЛЭРИНИН БАШЛАНҒЫЧ ТЭРКИБИНИН
ГАЗ-КОНДЕНСАТ СИСТЕМЛЭРИ ТҮКЭНМЭ ПРОСЕСИНЭ ТЭ'СИРИ
МЭСЭЛЭСИНЭ ДАИР**

Мәгаләдә мухтәлиф мигдарда маје карбоидрокенләри өз тәркибиндә дашыјан ики-фазлы газ-конденсат системләринин түкәнмә просесинин термодинамик тәһлили верилир. Мәсәләјә бахыларкән «тәзјиг-газ амили» фаз диаграмларындан истифадә едиләрәк көс-тәрилер ки, системин вәзијјәти онун јоргуилугунда фаз просесинин интенсивлијини тә'јин едир. Тә'јин олунмушдур ки, ән бөјүк конденсасија тәзјигинә бәрабәр олан баш-ланғыч лај тәзјиги заманы систем әи кичик конденсат һасилаты әмсалы илә характе-ризә едилир. Газ-конденсат системн маје карбоидрокенләрин сәрһәд мигдары анлајы-шы верилир, бу да ретроград вә нормал просесләри башланғыч термобарик шәраитдә ики областа бөлүр.

А. М. Kuliev, М. К. Vinogradov, М. А. Oprits

**ABOUT INFLUENCE OF INITIAL CONTENT OF DISSIPATED
LIQUID HYDROCARBONS UPON THE CHARACTER
OF PHASE TRANSITION IN GAS CONDENSATE DEPOSITS**

The article investigates a necessity of a consideration of liquid hydrocarbons influence upon phase processes in gas condensate deposits. The authors studied experimentally the liquid hydrocarbons influence upon a condensate show for systems of retrograde and normal processes, upon phase characteristics under the gas condensate system depletion.

УДК 541.183

Т. М. ИБРАГИМОВ, Г. И. ДЖАЛАЛОВ, Н. Д. ТАИРОВ,
А. А. САРҚИСОВ, Ч. Ш. ИБРАГИМОВ

**К МЕТОДУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ДИНАМИКИ
АДСОРБЦИИ ПАВ В НЕЛИНЕЙНОЙ ОБЛАСТИ ИЗОТЕРМЫ**

Многие задачи, связанные с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) в области нефтеотдачи, остаются мало исследованными. К ним относится управление операцией заводнения пластов растворами ПАВ, которые существенно зависят от комплексности подхода к моделированию процесса.

Под комплексным подходом понимается совокупность экспериментальных и теоретических исследований, выработка оптимальных инженерных и экономических рекомендаций применительно к конкретным условиям месторождения.

Решение этих задач немыслимо без математического моделирования процесса.

Одной из трудностей использования математической модели адсорбции ПАВ является определение адсорбционных и диффузионных параметров уравнений модели.

Эти параметры позволяют выбрать эффективный режим фильтрации раствора, установить скорость движения концентрационных точек фронта адсорбции, управлять продольно-временным распределением концентраций ПАВ на твердой и подвижной фазах пласта в зависимости от начальной концентрации и скорости потока раствора.

Следует отметить, что во многих исследованиях авторами при описании адсорбционно-диффузионных процессов такие параметры, как коэффициенты эффективной диффузии и кинетики, либо задаются, либо определяются в статических условиях по традиционной методике [1].

Из изложенного следует, что для изучения закономерностей адсорбционно-диффузионных процессов определение их параметров весьма актуально и имеет большое практическое и научное значение.

Следовательно, возникает необходимость определения коэффициентов диффузии и кинетики, которые зависят от концентрации целевого компонента, что существенно усложняет математическое описание этого процесса, а зачастую и делает невозможным получение аналитических решений. Поэтому необходима разработка численных методов определения этих параметров.

В настоящей работе приводится численный метод определения параметров уравнений математической модели адсорбции ПАВ — мылонафта из водного раствора на нефтеносном песке с использованием экспериментальных данных.

Для этого строится функционал невязка с соответствующим выбором целевой функции и отыскивается его экстремум [2].

Эксперименты были проведены на модели пласта, основной частью которой являлась экспериментальная колонка длиной (50, 100, 150, 200 и 250) 10^{-2} м с сечением $10,5 \cdot 10^{-4}$ м² [3, 4]. Пористую срезу создавали из пород кирмакинской свиты (КС). Средний диаметр зерен породы КС — $\bar{d} = 0,3 \cdot 10^{-3}$ м. В качестве раствора ПАВ применялся 3%-ный водный раствор мылонафта — технического продукта, состоящего в основном из смеси корневых солей нафтеновых кислот и обладающего высокими пенообразующими и низкими адсорбционными свойствами. Адсорбционную колонку набивали песком и при постоянной линейной скорости $v = 0,031 \cdot 10^{-2}$ м/с закачивали в модель пласта растворы ПАВ. Изменение концентрации раствора на выходе пористой среды определяли по отбираемым пробам путем измерения поверхностного натяжения. Опыт считался законченным, когда глубина насыщенного неадсорбирующего слоя достигала конца колонки.

В таблицах 1—4 приведены некоторые результаты экспериментальных данных (столбцы 1—4). Каждый из этих вариантов отличается только лишь длиной модели пласта.

Анализ экспериментальных данных в области адсорбции ПАВ на кварцевых и нефтеносных песках показал, что они наилучшим образом описываются моделью неравновесной динамики адсорбции на неподвижном слое адсорбента, в которую входит дифференциальное уравнение материального баланса адсорбируемого вещества при однородном движении раствора в пористой среде [1].

$$m \frac{\partial C}{\partial t} + mv \frac{\partial C}{\partial x} + (1-m) \frac{\partial a}{\partial t} = m \frac{\partial}{\partial x} \left[D(C) \frac{\partial C}{\partial x} \right], \quad (1)$$

уравнения кинетики и изотермы адсорбции

$$(1-m) \frac{\partial a}{\partial t} = m \beta(C) [C - \varphi(a_p)], \quad (2)$$

$$C_p = \varphi(a_p), \quad (3)$$

где C , a ; C_p , a_p — неравновесные и равновесные концентрации адсорбтива и адсорбата соответственно; v — линейная скорость потока; m — пористость слоя адсорбента; $\beta(C)$ — кинетический коэффициент адсорбции; $D(C)$ — коэффициент эффективной диффузии.

Определение коэффициента эффективной диффузии и кинетического коэффициента адсорбции на основе вышеуказанных экспериментальных данных сводится к решению систем дифференциальных уравнений (1)—(3).

При описанной схеме эксперимента начальные и граничные условия имеют вид:

$$C(0, t) = C_0; \quad a(x, 0) = 0, \quad (4)$$

$$C(x, 0) = 0; \quad \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=L} = 0$$

$$C(L, t) = C^3(t), \quad (5)$$

где C_0 — начальная концентрация адсорбтива на входе адсорбера; $C^3(t)$ — концентрация мылонафта в растворе на выходе из слоя адсорбента.

Ввиду нелинейности дифференциальных уравнений (1)—(4) получение точного аналитического решения представляется невозможным. Поэтому задача решена численно, методом сеток [5].

Задачу определения $D(C)$ и $\beta(C)$ можно свести к минимизации функционала:

$$I(D, \beta) = \int_0^T |C(L, t) - C^3(t)|^2 dt, \quad (6)$$

где $C(L, t)$ определяется из решения задачи (1)—(4).

Задавая искомые функции в виде полиномов

$$\beta(C) = \sum_{l=0}^n b_l C^l; \quad D(C) = \sum_{k=0}^m d_k C^k, \quad (7)$$

преобразуем задачу определения этих функций к определению постоянных коэффициентов b_l , d_k [6].

Минимизацию функционала $I(D, \beta)$ будем производить методом покоординатного спуска [5].

Для численного решения задачи напишем его разностный аналог, выбрав равномерный по x и неравномерный по t шаг. Выбор неравномерного шага по t связан с экспериментальными данными, каждый временной слой выбирается в соответствии с измерениями, проводимыми на экспериментальной установке.

Таким образом, разностный аналог исходной системы уравнений (1)—(3) для каждого $j+1$ -го временного слоя имеет вид:

$$A_i C_{i+1}^{j+1} - B_i C_i^{j+1} + F_i C_i^{j+1} = -E_i, \quad i = \overline{2, N-1}, \quad (8)$$

где

$$A_i = \tau_j h^{-2} D(C_{i+1}^j) - v \tau_j h^{-1};$$

$$F_i = \tau_j h^{-2} D(C_i^j);$$

$$B_i = A_i + F_i + 1 + \tau_j \beta(C_i^j);$$

$$E_i = C_i^j + \tau_j \beta(C_i^j) C_p^{j+1}; \quad h = L/N; \quad \tau_j = t_{j+1} - t_j.$$

Из (4) соответственно получаем:

$$C_1^j = 0; \quad C_1^{j+1} = C_0, \quad C_{N-1}^{j+1} - C_{N-1}^j = 0. \quad (9)$$

Задача (8)—(9) решается методом прогонки [5].

Интеграл (6) вычисляется методом трапеций [8].

По изложенной схеме составлена программа на языке Фортран. На основе экспериментальных данных по составленной программе проведены расчеты, результаты которых представлены в таблицах 1—4.

В результате численных расчетов для искомых функций получены следующие эмпирические формулы:

Таблица 1

Адсорбция мылонафта на песке КС, при
 $m=0,4$, $\bar{d}=0,3 \cdot 10^{-3}$ м, $C_0=30$ мг/г, $a_0=24$ мг/г, $v=0,031 \cdot 10^{-2}$ м/с.

Время работы всего слоя t (сек)	Выходные данные C^3 (мг/г)	Равновесные адсорбтив C_p (мг/г)	Кинетич. данные a^3 (мг/г)	Выходные данные C (мг/г)	Относительные погрешности $\frac{C^3 - C}{C} \cdot 100$ %
1	2	3	4	5	6

$X = L = 0,50$ м

0	0	0	0	0	0
1200	7,0	3,3	5,5	6,8063	2,8
1800	13,0	7,0	10,4	13,7963	5,8
2100	20,0	13,4	16,0	18,9305	5,7
2400	24,0	18,4	19,3	23,0234	4,2
2700	25,6	21,0	20,6	25,6530	0,2
3000	26,4	22,0	21,0	27,2404	3,1
3600	27,0	23,5	21,6	28,6316	5,7

Таблица 2

$X = L = 1,00$ м

1	2	3	4	5	6
0	0	0	0	0	0
2400	4,2	2,2	3,2	4,2489	1,2
3300	8,0	4,0	6,3	7,9629	0,5
3900	12,6	6,6	10,0	12,5708	0,2
4500	18,6	11,8	14,8	18,5422	0,3
5100	23,4	17,4	18,7	23,5951	0,8
5700	26,8	23,2	21,6	26,6870	0,4
6000	28,0	25,0	22,5	27,7646	0,9
6600	28,6	26,5	23,0	28,8607	0,9

Таблица 3

$X = L = 2$ м

1	2	3	4	5	6
0	0	0	0	0	0
2400	2,3	1,3	1,6	2,4550	6,3
3000	2,8	1,5	2	3,3108	15,4
3600	4,5	2,3	3,5	4,5400	0,9
4200	6,4	3,0	5,0	6,3648	0,5
4800	9,7	4,8	7,6	9,0903	6,7
5400	13,0	7,0	10,4	12,9043	0,7
6000	17,2	10,4	13,7	17,6259	2,4
6600	22,4	16,4	18,0	22,4732	0,3
7200	26,6	22,4	21,3	26,4449	0,6
7800	29,4	28,2	23,6	29,0901	1,1
8400	29,9	29,6	23,9	30,4506	1,8

$X = L = 2,5$

Таблица 4

1	2	3	4	5	6
0	0	0	0	0	0
3300	3,0	1,7	2,3	3,5586	15,7
4200	5,4	2,6	4,2	5,2559	2,7
5100	8,6	4,3	6,8	8,2666	4,0
6000	13,4	7,3	10,7	13,1870	1,6
6600	17,8	11,0	14,2	17,7202	0,5
7200	21,8	15,3	17,4	22,0649	1,2
7800	25,0	19,6	20,0	25,4380	1,7
8700	28,8	26,7	23,1	28,4255	1,3
9300	29,7	28,3	23,7	29,3911	1,1
10200	29,9	29,6	23,9	29,9836	0,3

$$D(C) = d_0 + d_2 C^2 + d_3 C^3; \beta(C) = b_0 + b_2 C^2.$$

Значение их коэффициентов даны в табл. 5.

Таблица 5

Значения коэффициентов полиномов

Варианты	d_0 м ² /с	$d_2 \times 10^4$ м ² /с	$d_3 \times 10^5$ м ² /с	$b_0 \times 10^5$ л/с	$b_2 \times 10^7$ л/с
I ($X=0,5$ м)	0,4494	8,1042	1,0081	12,188	-1,1277
II ($X=1$ м)	0,06758	13,2	3,7984	14,382	-2,7015
III ($X=2$ м)	0,23305	8,316	2,7294	0,15964	-1,3918
IV ($X=2,5$ м)	0,55183	43,641	6,8929	1,0773	-1,7827

Выводы

1. Разработан численный метод определения параметров уравнений математической модели адсорбции мылонафта на кварцевом песке.

2. На основании экспериментальных данных и математической модели получены эмпирические формулы для переменных коэффициентов кинетики и диффузии в виде полиномов в зависимости от концентрации адсорбтива.

3. Установлено, что расчетные данные адсорбтива, полученные разработанным численным методом, адекватны экспериментальным показателям.

Литература

1. Тодес О. М. Проблемы теории динамики адсорбции смесей. — Тр. III Всесоюзной конференции по теоретическим вопросам адсорбции «Кинетика и динамика физической адсорбции». М.: Наука, 1973, с. 205—213.

2. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. — М.: Наука, 1986.—288 с.
3. Саркисов А. А., Ибрагимов Ч. Ш., Таиров Н. Д., Джалалов Г. И. Динамика адсорбции сульфанола на кварцевом песке. — Азерб. хим. журн., 1982, № 1, с. 81—87.
4. Саркисов А. А., Джалалов Г. И., Таиров Н. Д., Ибрагимов Ч. Ш. Исследование динамики адсорбции пенообразующих поверхностно-активных веществ. — Азерб. нефть хозяйство, 1984, № 1, с. 52—55.
5. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1983. — 616 с.
6. Колесников П. М., Протодьяконова. Нелинейная обратная задача восстановления коэффициентов переноса. — ИФЖ, 1985, т. 49, № 6, с. 909—915.
7. Васильев Ф. П. Численные методы решения экстремальных задач. — М.: Наука, 1980.—520 с.
8. Бахвалов Н. С. Численные методы/Анализ, алгебра, обыкновенные дифференциальные уравнения. — М.: Наука, 1973. — 631 с.

Т. М. Ибрагимов, Г. И. Чалалов, Н. Ч. Таиров, А. А. Саркисов, Ч. Ш. Ибрагимов

ГЕЈРИ-ХЭТТИ ИЗОТЕРМ ОБЛАСТЫНДА СЭТНИ АКТИВ МАДДЭЛЭРИН АДСОРБСИЈАСЫНЫН ДИНАМИКАСЫНЫН ПАРАМЕТРЛЭРИНИН ТЭЈИНИ УСУЛУНА ДАИР

Мәгаләдә тәчрүбәләрин нәтижәсиндән истифадә еләрәк, сәтти-актив маддәләрин адсорбсијасынын гејри-хәтти ривәзи моделинин параметрләринин тәјини үчүн әдәди һәллә усулу тәклиф олунур. Адсорбтивин консентрасијасындан асылы оларак кинетика вә эффектив диффузија әмсаллары үчүн чохәдли шәклиндә емпирик ифдәләр тапылмышдыр.

T. M. Ibragimov, G. I. Djatalov, N. D. Tairov,
A. A. Sarkisov, Ch. Sh. Ibragimov

TO THE METHOD OF PARAMETERS DETERMINATION OF SURFACTANT ADSORPTION DYNAMICS IN NON-LINEAR PART OF ISOTHERM

The article deals with a numerical method of non-linear reverse problem solution according to parameters of equations of a mathematical model of surfactant — soapnaphth adsorption from aqueous solution on oil bearing sand using experimental data. The authors obtain empirical formulae for variables of kinetics and diffusion coefficients in polynomial form depending on adsorptive concentration and state that adsorptive data received by the numerical method is adequate to experimental ones.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ
Жер елмләри серијасы, 1987, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1987, № 2

УДК 66.021.3:536.25.001.57.

Б. А. ГАДЖИЕВ, Р. М. ХАСАЕВ

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО КОНВЕКТИВНОГО МАССООБМЕНА В МНОГОФАЗНОЙ СРЕДЕ С УЧЕТОМ ХИМИЧЕСКОЙ РЕАКЦИИ МЕЖДУ ФАЗАМИ

Теоретической основой ряда технологических процессов, протекающих в нефтяных скважинах, химических технологических установках, является теория нестационарного конвективного массообмена в многофазных средах. В частности, на нефтегазовых месторождениях, флюиды которых содержат углеводороды, сероводород, в скважинах протекают сложные массообменные процессы, осложненные необратимой химической реакцией между фазами. В этих условиях имеет место совместное движение пластовой жидкости, газа (сероводород) и реагента — нейтрализатора сероводорода.

В настоящее время теория нестационарного конвективного массообмена в многофазной среде изучена недостаточно, отсутствует математическая модель процесса, учитывающая химическую реакцию между фазами.

В современной гидродинамике сплошных сред для описания движения многофазных сред успешно применяется модель Ландау—Рахматулина для случая взаимопроникающего движения. При этом в дифференциальные уравнения входят неизвестные переменные — фазовые пористости (f_i), для определения которых требуется составление дополнительных уравнений [1]. Математическое описание процесса массообмена, сопровождаемого объемной химической реакцией, сводится к рассмотрению уравнений диффузии [2]. При этом скорости фаз либо принимаются постоянными, либо определяются из решения уравнений движения отдельно от уравнений диффузии.

В литературе [3] нестационарный конвективный массообмен описан системой нелинейных дифференциальных уравнений движения и диффузии. При этом фазовые проницаемости приняты постоянными и задаются. Причем уравнения диффузии решаются отдельно от уравнений движения.

В связи с вышеизложенным теорию массообмена в многофазной среде нельзя считать достаточно полной и адекватной реальным условиям нефтяных скважин.

Теория ламинарного взаимопроникающего движения многофазной среды в общей постановке дана в работе [1], где каждая среда считается сплошной, а ее движение рассматривается как движение в движущейся пористой среде с фазовой проницаемостью, образованной остальными фазами (средами). Исходя из этого, можно принять, что, например, в двухфазной среде пористости I фазы заполнены II фазой, а пористости II фазы заполнены I фазой.

Таким образом, фазовая проницаемость I фазы численно равна концентрации II фазы $\psi_1 = C_2$ и, наоборот, $\psi_2 = C_1$ или $\psi_1 = C_{3-1}$. При

Этом для определения неизвестных переменных фазовых проницаемостей к уравнениям движения многофазных сред Ландау—Рахматулина следует присоединить уравнения диффузии и полученную систему уравнений решить совместно. В этом случае искомыми неизвестными будут U_i и C_i ($i=1, 2, \dots$).

На основе вышеизложенных соображений рассмотрим прямолинейное параллельное движение двухфазной среды между двумя соосно расположенными цилиндрами. Предположим, что концентрации фаз на стенках цилиндров представлены в виде:

$$C_i(r, z, t) = C_i(r, t) + C_{iz}$$

Принимая $U_{12} = U_{22} = 0; U_{14} = U_{24} = 0$, учитывая круговую симметрию

$$\frac{\partial U_{1\varphi}}{\partial z} = 0 \text{ и уравнение неразрывности } \frac{\partial (\rho_1 U_1)}{\partial z} = 0,$$

$$\frac{\partial (\rho_2 U_2)}{\partial z} = 0, \text{ а также } \operatorname{div} \vec{U}_1 = 0; U_1 = U_1(r, t); U_2 = U_2(r, t), \text{ пре-}$$

небрегая в уравнениях конвективной диффузии членами

$$\frac{\partial^2 C_1}{\partial z^2}, \frac{\partial^2 C_2}{\partial z^2}, \frac{\partial C_1}{\partial \varphi}, \text{ по сравнению с членами, содержащими}$$

производные по r , дифференциальные уравнения нестационарного конвективного массообмена и движения двухфазной среды в цилиндре представим в виде:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial C_1}{\partial t} + U_1(r, t) \frac{\partial C_1}{\partial z} &= D_1 \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C_1}{\partial r} \right) - K_1 C_1 C_2 \\ \frac{\partial C_2}{\partial t} + U_2(r, t) \frac{\partial C_2}{\partial z} &= D_2 \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C_2}{\partial r} \right) - \bar{z} K_1 C_1 C_2 \\ \rho_1 \frac{\partial U_1}{\partial t} &= \frac{\mu_1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(C_1 r \frac{\partial U_1}{\partial r} \right) + K(U_2 - U_1) - C_1 \left(\frac{\partial P}{\partial z} + \psi_1 \gamma_1 \right) \\ \rho_2 \frac{\partial U_2}{\partial t} &= \frac{\mu_2}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(C_2 r \frac{\partial U_2}{\partial r} \right) + K(U_1 - U_2) - C_2 \left(\frac{\partial P}{\partial z} + \psi_2 \gamma_2 \right) \end{aligned} \right\} (1)$$

Начальные и граничные условия:

$$\left. \begin{aligned} C_1(r_1, 0) &= C_0; C_2(r_1, 0) = 0; U_1(r_1, 0) = U_2(r_1, 0) = 0 \\ C_1(R_1, 0) &= C_0; \frac{\partial C_2(R_1, t)}{\partial r} = 0; U_1(R_1, t) = U_2(R_1, t) = 0 \\ C_1(R_2, t) &= C_p; C_2(R_2, t) = C_{пл}; U_1(R_2, t) = U_2(R_2, t) = 0, \end{aligned} \right\} (2)$$

где $C_1, C_2, \rho_1, \rho_2, \mu_1, \mu_2, \psi_1, \psi_2, U_1, U_2, R_1, R_2$ — концентрации,

плотности, вязкости и пористости фаз, скорости и радиусы цилиндров соответственно;

K — коэффициент взаимодействия сред;
 K_1 — константа химической реакции;
 \bar{z} — число молей I фазы, вступающей в реакцию со II фазой;
 C_0 — начальная концентрация I фазы;
 $C_{пл}$ — концентрация II фазы в массиве горных пород;
 C_p — равновесная концентрация на стенке внешнего цилиндра.

При выборе граничных условий принято, что концентрация I фазы на стенке внутреннего цилиндра поддерживается постоянной (C_0). Учитывая, что размеры горного массива, окружающего внешний цилиндр, с концентрацией $C_{пл}$, по сравнению со скважиной велики, $C_{пл}$ также принимается постоянной. Принимается, что поверхность внутреннего цилиндра непроницаема для II фазы, а концентрация I фазы на стенке внешнего цилиндра равна равновесной концентрации (C_p).

Граничные условия для скоростей фаз составлены исходя из условия прилипания жидкости к стенкам цилиндра.

Необходимо отметить, что решение данной нелинейной системы дифференциальных уравнений второго порядка с частными производными представляет большие математические трудности. В связи с этим задача решена численным методом с использованием ЭВМ.

Для решения системы уравнений (1) с условиями (2) применим численный метод обычных интегральных соотношений.

Реализация задачи на ЭВМ «ЕС-1020» осуществлена для условий нефтяных скважин при следующих исходных данных:

$$R_1 = 0,070 \text{ м};$$

$$R_2 = 0,135 \text{ м};$$

$$D_1 = 0,14 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}; D_2 = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$D_3 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = 1,024 \cdot 10^{-6}; D_4 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = 10^{-6} \cdot 10 = 10^{-5};$$

$$A_1 = 7,5 \cdot 10^{-4}; A_2 = 2,5 \cdot 10^{-4}; \mu_1 = 1,024 \cdot 10^{-4} \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{м}^2;$$

$$\mu_2 = 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{м}^2; \rho_1 = 100 \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{м}^2;$$

$$\rho_2 = 0,15 \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{м}^4; K = 25 \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{м}^4;$$

$$A_3 = 0,2; A_4 = \frac{\partial P}{\partial z} : \frac{1}{\rho_1} = -3;$$

$$A_5 = \frac{K_1}{\rho_2} = 166,67; A_6 = - \frac{\partial P}{\partial z};$$

$$\frac{1}{\rho_2} = \frac{300}{0,3} = -2000 = -2 \cdot 10^3; \bar{z} = 68; C_0 = 0,75;$$

$$C_n = 0,25; K_1 = 9; 25; 90; 900.$$

Результаты численной реализации задачи по разработанному алгоритму, приведенные на рис. 1, 2, 3 и 4, позволяют исследовать

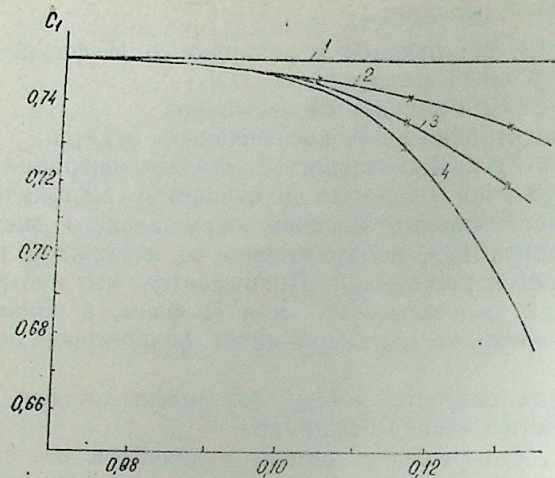


Рис. 1. Изменение концентрации I фазы (C_1) по сечению и по времени, \bar{t} :
1 — 0; 2 — 0,1; 3 — 0,2; 4 — 0,3

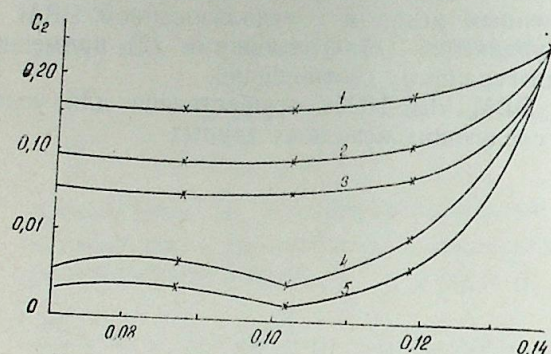


Рис. 2. Изменение концентрации II фазы (C_2) по сечению и по времени, \bar{t} :
1 — 0,001; 2 — 0,002;
3 — 0,003; 4 — 0,008;
5 — 0,01

распределение концентрации фаз C_1 и профилей скоростей U_1 по сечению цилиндра и по времени.

Как видно из рис. 1 и 2, закономерность изменения C_1 и C_2 с учетом химической реакции между фазами носит гиперболический характер. При этом реакция между фазами идет более интенсивно в области, прилегающей к стенке внешнего цилиндра, и практически завершается в точке, соответствующей $r=0,102$ м, а концентрация II фазы C_2 стабилизируется. С течением времени C_2 уменьшается и при $\bar{t}=0,01$ приближается к нулю.

Из рис. 1 и 2 можно установить зависимость между концентрациями фаз и определить количество нейтрализатора сероводорода, необходимого для поглощения заданной концентрации газа (сероводорода). Так, при $\bar{t}=0,01$ ($t_h=300$ с) для нейтрализации 1 г сероводорода требуется 1,25 г двуокиси марганца.

Закономерности изменения скоростей фаз отклоняются от параболического характера, кривые становятся выпуклыми и крутыми, их оси смещаются влево (рис. 3 и 4).

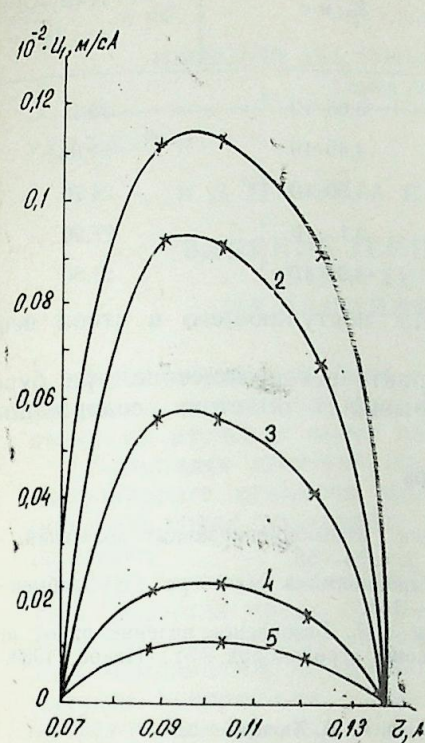


Рис. 3. Нестационарный профиль скорости I фазы, $U_1(t)$:
1 — 0,001; 2 — 0,002; 3 — 0,005;
4 — 0,008; 5 — 0,01

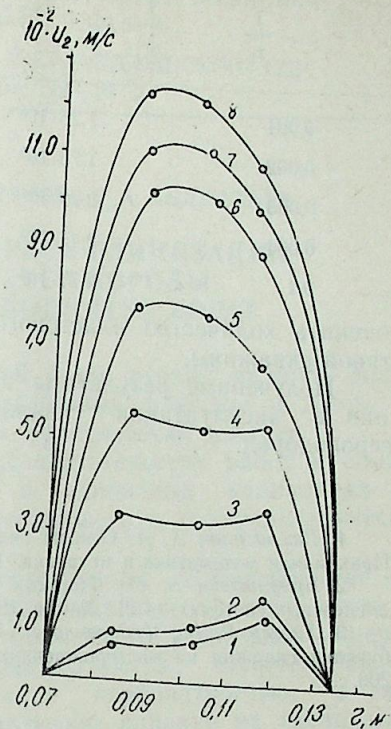


Рис. 4. Нестационарный профиль скорости II фазы, $U_2(t)$:
1 — 0,078; 2 — 0,1; 3 — 0,3; 4 — 0,5;
5 — 0,7; 6 — 0,9; 7 — 1,0; 8 — 1,1

На кривой $C_2=f(r, t)$ наблюдается опережение слоев, расположенных вблизи оси трубы, пристеночными слоями.

Установлено, что реакция нейтрализации завершается в течение 180 с после их соприкосновения. Расчеты также показали, что изменение скоростей фаз не влияет на протекание химической реакции между фазами.

Результаты решенной задачи использованы для определения нестационарного коэффициента массопередачи при движении двухфазной среды между двумя соосно расположенными цилиндрами.

Результаты расчетов приведены в таблице.

Как видно из таблицы, коэффициент массопередачи (K) и параметр Шервуда (Sh) при больших значениях числа Пекле (Pe) $Pe \cdot 10^5$ при изменении $\bar{t}=0,001 \div 0,1$ принимает стационарное значение и находится в пределах $K=3,65 \cdot 10^{-4}$ м/с или $Sh=20 \div 24$. Используя приведенные значения коэффициента массопередачи, можно

$t = \frac{t}{t_h}$	$Pe = \frac{U_{cp} d}{D_2}$	$K, \text{ м/с}$	$Sh = \frac{K(d_1 - d_2)}{D_2}$
0,001	$1,28 \cdot 10^5$	$3,65 \cdot 10^{-4}$	20,1
0,002	$1,76 \cdot 10^5$	$4,45 \cdot 10^{-4}$	24,06
0,003	$2,20 \cdot 10^5$	$4,50 \cdot 10^{-4}$	24,70
0,004	$2,47 \cdot 10^5$	$5,1 \cdot 10^{-4}$	27,90
0,1	$3,71 \cdot 10^5$	$3,95 \cdot 10^{-4}$	21,60

оценить количество пластового флюида, поступающего в ствол нефтяной скважины.

Полученные результаты имеют практическое значение при бурении в эксплуатации скважин вскрывших пластов, содержащих сероводород.

Литература

1. Рахматулин Х. А. Основы гидродинамики взаимодействующих движений. — Прикладная математика и механика. 1956, вып. 2, с. 51—58.
2. Броунштейн Б. М., Фишбейн Г. М. Гидродинамика массо- и теплообмен в дисперсных системах. — Л.: Химия, 1971, с. 141—145.
3. Хасаев Р. М., Федоренко В. И., Алиева З. Т. Безопасное ведение работ при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород. — М.: Недра, 1984. — 200 с.

Б. А. Гаджиев, Р. М. Хасаев

ФАЗЛАРАСЫ КИМЖАВИ РЕАКСИЯНИ НЭЗЭРЭ АЛМАГЛА ЧОХФАЗЛЫ МҮҢИТДЭ ГЭРАРЛАШМАМЫШ КОНВЕКТИВ КҮТЛЭЛЭР МҮБАДИЛЭСИ ПРОСЕСИНИН НЭЗЭРИ ТЭДГИГИ

Икифазлы мүнхитдэ фазларарасы кимжэви реаксияны нэзэрэ алмагла күтлэлэр мүбадилэси просесинин рижази модели жарыдылмышдыр. Бу мэгсэдлэ чохфазлы мүнхитин нэркэти үчүн Тандау—Рэхматулин дифференциал тэнликлэри вэ кимжэви реаксиянын тэсирини нэзэрэ алмагла диффузия тэнликлэри тэтбиг едилмишдыр.

Алынмыш нэтичэлэр гидрокенсульфид газынын чохфазлы газма мэхлүлүндэ нейтралашмасынын сэмэрэлилизини жүксэлтмэк үчүн истифадэ олунамшдыр.

B. A. Gadjiyev, R. M. Khasaev

THE THEORETICAL ANALYSIS OF THE NONSTATIONARY CONVECTIVE MASS EXCHANGE PROCESS IN THE MULTIPHASE MEDIUM CONSIDERING THE CHEMICAL REACTIONS BETWEEN THE PHASES

A mathematical model for the hydrogen sulphide mass exchange process with the neutralizer is worked out considering the chemical reactions between them.

For this purpose the Landau — Rakhmatulin differential equations for the multiphase media are applied using the diffusion equations.

The diffusion equations include the member which allows for the contribution introduced by the chemical reaction of neutralization.

The system of the non-linear differential equations is solved by the numerical method on a computer.

The law of the field velocities and the phase concentration together with the mass transfer ratio are established.

It is shown that the reaction kinetic between the hydrogen sulphide and the neutralizer is not influenced by the two-phase medium flow velocity.

The resultant data are used for improving the efficiency of the hydrogen sulphide neutralization in the multiphase drilling mud.

УДК 622.276.031.

Н. Д. ТАИРОВ, А. И. КАЛАНТАРОВ, Г. А. АБДУЛЛАЕВ

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ГЛИНИЗАЦИИ ПОВЕРХНОСТИ ЗЕРЕН ПОРОДЫ НА КАПИЛЛЯРНОЕ ПОДНЯТИЕ ВОДЫ

Капиллярные явления в пористой среде играют важную роль в процессах совместной фильтрации пластовых флюидов и газов. Поэтому их изучение имеет научный и практический интерес.

Накопился широкий арсенал исследовательских работ в области капиллярного поднятия жидкостей в единичных капиллярах и в пористой среде различного минералогического и гранулометрического составов.

При проведении указанных исследований в большинстве случаев пористая среда создавалась из кварцевого песка, хотя, как известно, в реальных условиях она сложена из различных минеральных компонентов, отличающихся дисперсностью, степенью шероховатости поверхности, глинистостью и карбонатностью, а также составом цемента, что бесспорно оказывает влияние на протекающие процессы.

В течение многих лет эти исследования проводились одним из авторов настоящей статьи [1]. В развитие этих работ ниже обсуждаемые исследования преследовали цель экспериментального изучения влияния глинизации поверхности зерен породы (с учетом среднего диаметра зерен и геометрического радиуса пустот) при различных температурах на капиллярный подъем воды в пористой среде.

В опытах для создания пористой среды использован Люберецкий кварцевый песок, поверхность зерен которого покрывалась глиной из Зыхского карьера по следующей методике. Промытый раствором соляной кислоты и высушенный кварцевый песок определенной навески помещался в суспензию глины в воде на 2 ч. По истечении этого времени песок отделялся от суспензии и высушивался, после чего из него готовили модель пористой среды в стеклянной трубке.

Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1. Установка в основном состоит из моделей пористой среды, заключенной в кожух, в котором с помощью термостата создавалась необходимая температура, емкости для воды. Высота поднятия воды определялась визуально.

На рис. 2, 3 приведены результаты изучения влияния температуры и глинизации поверхности зерен кварцевого песка на капиллярное поднятие воды в пористой среде, созданной из породы различного диаметра зерен, в зависимости от времени.

Из рис. 2, 3 видно, что уменьшение размера зерен кварцевого песка и глинизации их поверхности приводит к росту увеличения

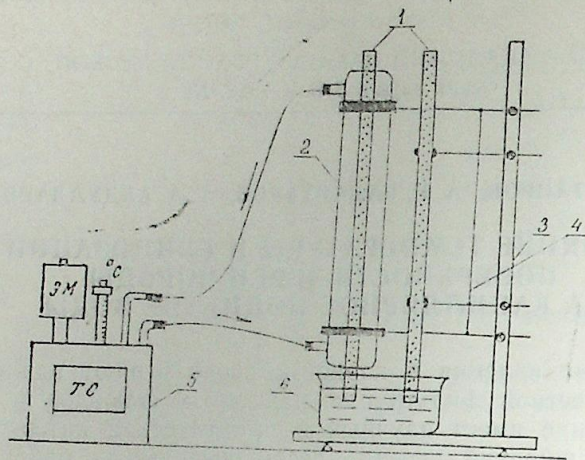


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:
1 — модели пористой среды; 2 — кожух; 3 — штатив; 4 — зажимы; 5 — термостаты; 6 — емкость для воды

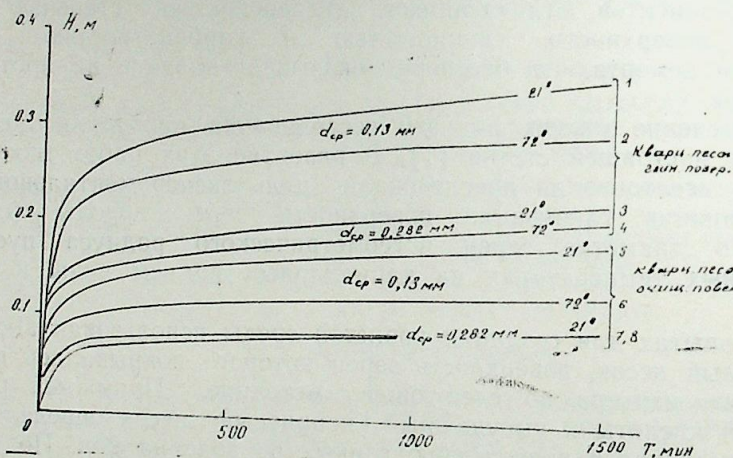


Рис. 2. Зависимость высоты капиллярного поднятия воды в пористой среде, созданной из кварцевого песка (5—8) и песка, поверхность которого глинизирована (1—4), от времени при различных температурах и средних размерах зерен:
1,3,5,7 — $t=21^\circ\text{C}$; 2,4,6,8 — $t=72^\circ\text{C}$; 1,2,5,6 — $d_{cp} = 0,13 \cdot 10^{-3} \text{ м}$; 3,4,7,8 — $d_{cp} = 0,282 \cdot 10^{-3} \text{ м}$

высоты капиллярного поднятия воды. Причина этих явлений довольно обстоятельно рассмотрены в работе [2].

Из рис. 2, 3 также видно, что увеличение температуры приводит к уменьшению высоты капиллярного поднятия воды в пористой среде, созданной из кварцевого песка, поверхность зерен которого глинизирована. Как следует из рис. 3, с увеличением диаметра зерен

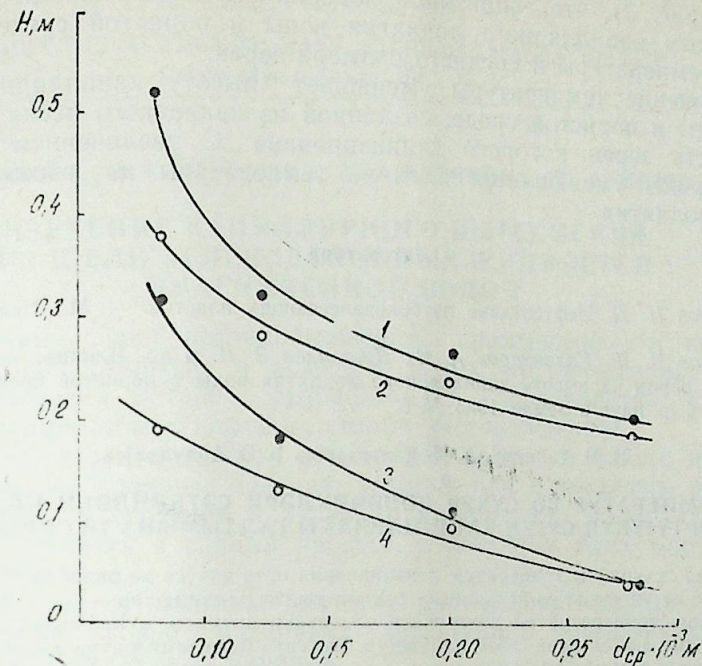


Рис. 3. Зависимость максимальной высоты капиллярного поднятия воды в пористой среде, созданной из кварцевого песка (3,4) и песка, поверхность которого глинизирована, от различных температур (1,2):
1,3 — $t=21^\circ\text{C}$; 2,4 — $t=72^\circ\text{C}$

породы влияние температуры на капиллярный подъем уменьшается. На рис. 3 приведены кривые зависимости высоты капиллярного поднятия воды в пористой среде, созданной из кварцевого песка (кр. 3, 4) и песка с глинизированной поверхностью (кр. 1, 2) от размеров зерен при различных температурах и средних размерах зерен (таблица).

Размер сит, мм	Ср. диаметр зерен (d_{cp} , мм)	Песок		Песок с глинизированной поверхностью зерен	
		$t=21^\circ\text{C}$	$t=72^\circ\text{C}$	$t=21^\circ\text{C}$	$t=72^\circ\text{C}$
капиллярный подъем воды, Нвм					
0,315—0,25	0,282	0,096	0,092	0,207	0,195
0,25—0,16	0,205	0,116	0,110	0,270	0,245
0,16—0,1	0,130	0,182	0,128	0,325	0,284
0,1—0,063	0,081	0,320	0,192	0,520	0,380

Таким образом, приведенными исследованиями установлено (см. таблицу, рис. 3), что глинизация поверхности зерен породы увеличивает высоту капиллярного поднятия воды в пористой среде независимо от температуры и среднего размера зерен.

Увеличение температуры уменьшает высоту капиллярного поднятия воды в пористой среде, созданной из кварцевого песка и песка, поверхность зерен которого глинизирована. С увеличением размера зерен породы уменьшается влияние температуры на высоту капиллярного поднятия.

Литература

1. Таиров Н. Д. Нефтеотдача глубокозалегающих пластов. — М.: Недра, 1981—125 с.
2. Таиров Н. Д., Калантаров А. И., Джалилов З. И. и др. Влияние структурных параметров пород на высоту капиллярного поднятия воды в пористой среде. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1985, № 5.

Н. Ч. Таиров, А. И. Калантаров, Г. А. Абдуллаев

ТЕМПЕРАТУР ВӘ СҮХУР ДӘНӘЧИКЛӘРИ СӘТҮЙНДӘКИ КИЛ ӨРТҮҮНҮН СУҮН КАПИЛЛАРДАКЫ ГАЛХЫМЫНА ТӘСИРИ

Мәгаләдә сүхурдакы температур, дәнәчикләрин орта өлчүсү вә онларда јарадылмыш килли сәтһин сүјүн капиллар галхымына тәсири тәдгиг едилмишдир.

Сүхурдакы температур вә дәнәчикләр өлчүсүнүн артмасы мүнһтәки сүјүн капиллар галхымынын азалмасына сәбәб олмушдур. Бунула белә температур вә дәнәчикләрин орта өлчүсүндән асылы олмајараг, сүхур дәнәчикләринин киллә өртүлмәси сүјүн капиллар галхымыны артыр.

N. D. Tairov, A. I. Kalantarov, G. A. Abdullaev

EFFECT OF TEMPERATURE AND ARGILLIZATION OF ROCK GRAINS SURFACE ON CAPILLARY WATER LIFT

The authors study the effect of temperature, average grains diameter and argillization of their surface on capillary water lift in a porous medium.

The article shows that with the increase of temperature and grains diameter the height of capillary water lift in a porous medium decreases. At the same time it is stated that argillization of grains surface leads to the increase of the capillary lift height independently of temperature and average grains diameter.

УДК 622.276.1.

Н. Д. ТАИРОВ, Ф. Г. КЕРИМОВА, М. А. БАРЯКИНА, Ф. Д. МЕХТИЕВ

ИЗУЧЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ ИЗ ЩЕЛИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОМАГНИЧЕННОЙ ВОДОЙ

Ускоренный рост нефтедобывающей промышленности является следствием как открытия и освоения новых месторождений, так и совершенствования методов разработки и доразработки, а также интенсификации добычи нефти на старых месторождениях.

Известно, что в процессе фильтрации нефти в пласте происходят чрезвычайно сложные явления, которые при ближайшем рассмотрении сводятся в основном к явлениям в отдельных порах. Эти микроявления, сливаясь в единый процесс, в конечном счете определяют нефтеотдачу пласта.

Поэтому имеют большое значение дальнейшие исследования на более высоком уровне механизма фильтрации несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах.

В настоящее время осуществляется ряд способов воздействия на пласты в целях повышения темпов отбора пластовых жидкостей (нефтей). Большинство этих способов основано на физическом и физико-химическом воздействии промежуточного агента (кислоты, ПАВ, различных сред — носителей энергии) на призабойную зону пласта.

Призабойная зона скважин, представляя собой сравнительно небольшой участок пласта, в то же время является весьма активной зоной для различного рода процессов, имеющих прямое отношение к фильтрации жидкости в пласте.

В частности, при отложении неорганических солей и высокомолекулярных компонентов нефти в призабойной зоне уменьшается ее проницаемость. Следовательно, уменьшение выпадения солей в этой зоне является одним из путей повышения межремонтного периода работы скважин и срока службы нефтепромыслового оборудования, что в конечном итоге способствует интенсификации нефтегазодобычи.

В книге Дж. Агаларова [1] указаны возможные пути уменьшения отложения солей способом магнитной обработки высокоминерализованных водно-дисперсных систем и дана перспектива его развития в других отраслях нефтяной промышленности. Автором рассмотрена возможность использования магнитного поля в качестве активной преобразующей силы поверхностных свойств пород пласта и заполняющих ее жидкостей и газа, что может способствовать улучшению проницаемости коллектора в призабойной зоне и фильтрации жидкости в пласте.

Сущность магнитной обработки заключается в пропускании воды через устройство, в котором имеются чередующиеся полюса магнита. При поступлении воды с определенной скоростью она пересекает

магнитные силовые линии и в результате приобретает новые свойства.

Опыты показывают, что под влиянием магнитных полей происходит направленное изменение поверхностных свойств полярных и неполярных жидкостей, твердых тел. В частности, при обработке магнитным полем системы твердое тело—жидкость—газ свободная энергия снижается, что можно контролировать по изменению значений капиллярного поднятия и поверхностного натяжения на границе полярная—неполярная жидкость.

В АЗИНЕФТЕХИМе им. М. Азизбекова под руководством академика А. Х. Мирзаджанзаде проведена большая работа по изучению влияния физических полей, в том числе и магнитного, на реофизические свойства нефти, воды и газонефтяных систем, на фильтрационную характеристику пластов, содержащих глину [2].

Лабораторными и промысловыми исследованиями показана возможность циклической закачки омагниченной воды для увеличения приемистости глинизированных пластов. Интерес представляет исследование механизма капиллярного вытеснения из щели углеводородных жидкостей омагниченной водой. Ввиду того, что стандартных установок для изучения влияния омагниченной воды на капиллярное вытеснение нефти водой нет, нами была использована установка (рис. 1), основной частью которой является магнитное устройство для омагничивания вытесняющей воды и щель (модель пласта), созданная двумя пластинами из органического стекла. Длина модели $l=0,45$ м, ширина $b=0,038$ м. Раскрытые щели $h=0,0016$ м фиксировались уложенной по периметру прокладкой из фольги. Использование модели из органического стекла позволило визуально наблюдать за процессом взаимного вытеснения жидкостей в щели.

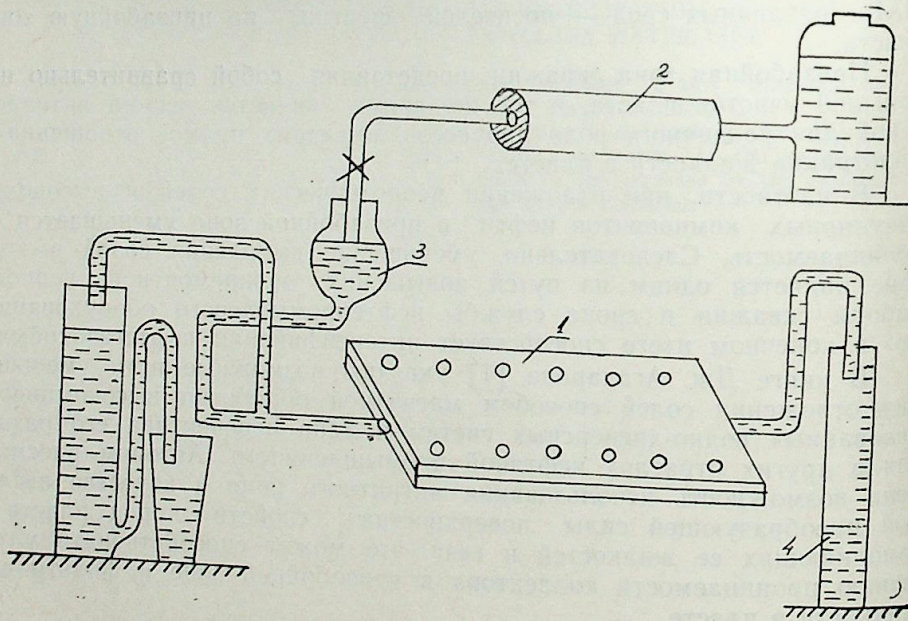


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:
1 — модель пласта (щель); 2 — постоянный магнит; 3 — система подачи вытесняющего агента; 4 — система отбора вытесненной из модели жидкости

дородной жидкостью (керосином), которая вытеснялась омагниченной пресной водой, 0,5%-ным раствором едкого натра (NaOH) и 10%-ным раствором соляной кислоты (HCl) в пресной воде.

При проведении опытов по прямоточному капиллярному вытеснению выходной конец модели открыт, вода и растворы реагентов имеют возможность двигаться в направлении к этому концу [3].

Исследования проводились при температуре 50°C.

Результаты проведенных опытов приведены на рисунках 2—5 в виде кривых зависимостей от времени коэффициента капиллярного вытеснения керосина водой и растворами реагентов (η), на которых кр. 1 относится к случаю вытеснения водой без омагничивания, а кр. 2 — к случаю омагничивания воды и раствора.

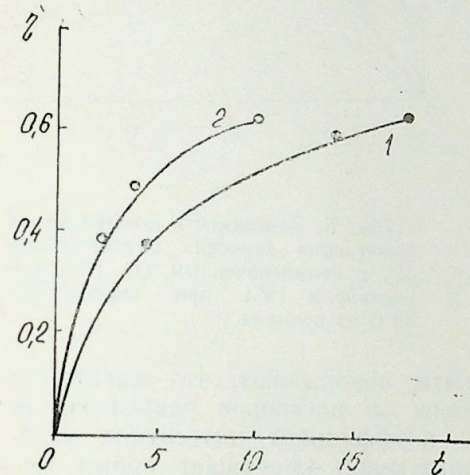


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения керосина омагниченной (2) и неомагниченной (1) водой при температуре 50°C от времени

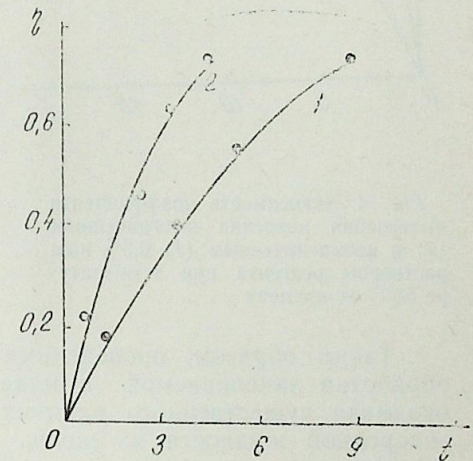


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения керосина омагниченным (2) и неомагниченным (1) 0,25%-ным раствором NaOH при температуре 50°C от времени

Сравнение этих зависимостей показывает: во-первых, как при омагничивании, так и без него наблюдается наихудшее капиллярное вытеснение керосина водой, а наилучшее — раствором соляной кислоты; во-вторых, с увеличением концентрации едкого натра η возрастает, а затем уменьшается; в-третьих, омагничивание вытесняющего агента практически не оказывает влияния на абсолютную величину η , но уменьшает более чем в два раза время вытеснения.

Увеличение η при вытеснении керосина растворами соляной кислоты и едкого натра по сравнению с водой связано с улучшением смачивания ими поверхности породы.

Что касается воздействия постоянным магнитным полем на воду и растворы реагентов, то здесь, по-видимому, основное влияние на показатели капиллярного вытеснения керосина оказывает изменение соотношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой фаз. Данные опытов показывают, что при воздействии на вытесняющие агенты постоянным магнитным полем уменьшаются вязкость воды, вязкостное сопротивление и время вытеснения керосина из щели.

INVESTIGATION OF HYDROCARBON LIQUIDS CAPILLARY
DISPLACEMENT FROM RIFT WITH MAGNETIC WATER

The article deals with the hydrocarbon liquids capillary displacement from a rift with magnetic water. The studies were carried out at $T=50^{\circ}\text{C}$. The tests conducted show that a magnetic treatment of water and agent solutions injected into a reservoir decreases considerably the displacement time without any significant influence upon a coefficient of hydrocarbon liquid (kerosene) displacement from the rift.

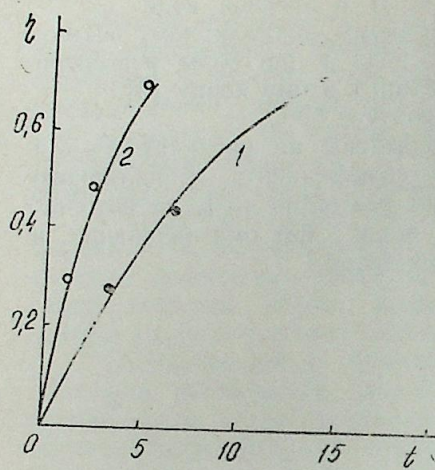


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения керосина омагниченным (2) и неомгниченным (1) 0,5%-ным раствором реагента при температуре 50°C от времени

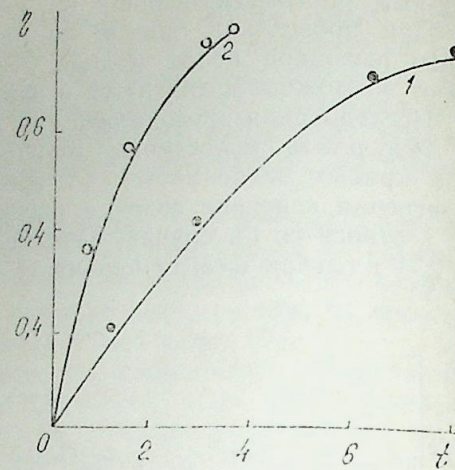


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения керосина омагниченным (2) и неомгниченным (1) 10%-ным раствором HCl при температуре 50°C от времени

Таким образом, проведенные опыты показывают, что магнитная обработка закачиваемой в пласт воды и растворов реагентов, не оказывая существенного влияния на коэффициент вытеснения углеводородной жидкости из щели, существенно уменьшает время вытеснения.

Литература

1. Агаларов Дж. А. Магнитный способ борьбы с соленотложениями в нефтедобыче. — Баку: Азернешр, 1981. — 159 с.
2. Муслимов Р. Х., Мамед-заде А. М., Салаватов Т. Ш. Увеличение приемистости нагнетательных скважин путем закачки омагниченной воды. — В сб.: Особенности разработки морских нефтяных и газоконденсатных месторождений. Баку, 1981, с. 101—104.
3. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Коджаев Ш. Я., Керимова Ф. Г. — Докл. АН АзССР, т. XXIV, 1968, № 2.

Н. Ч. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Барякина, Ф. Ч. Мехдиев

ЧАТ МОДЕЛДЭН КАРБОИДРОКЕНЛИ МАЈЕЛЭРИН МАГНИТЛЭШМИШ
СУ ИЛЭ КАПИЛЈАР СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ

Мэгалэдэ апарылан тэчрүбэлэр васитәсилә карбои́дрокенли мајеләрин (керосин) чат моделдән магнитләшмиш су илэ капилјар сыхышдырылмасы өјрәнилмишдир. Тэчрүбэләр 50°C температурда апарылмышдыр. Нәтичәдә ајдын олмушдур ки, лаја вурулан сујун вә мүхтәлиф реакент гарышдырылмыш суларын магнитләшмәсинин нефтвәрмә әмсалына тәсири јох дәрәчәдә олса да, әксинә, сыхышдырылма вахтыны 2—2,5 дәфә азалдыр.

УДК 622.25.42

М. К. СЕИД-РЗА, Л. М. МАТВЕЕНКО, Э. М. СУЛЕЙМАНОВ

МЕХАНИЗМ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ ВОЗМУЩЕНИИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

В 1984 г. в институте АзНИПИнефть был создан принципиально новый способ селективной изоляции водоносных пластов непосредственно в процессе цементирования обсадных колонн [1]. Сущность способа заключается в следующем. После спуска в пробуренную скважину обсадной колонны и продавки цементного раствора в заколонное пространство в скважине возбуждают гидродинамические колебания, определяют режим этих колебаний в водоносных пластах с выделением амплитуды и частоты колебаний давления во времени, после чего осуществляют задавливание раствора в пласт в периоды понижения давления, которыми сопровождаются гидродинамические колебания.

В 1984—1985 гг. способ успешно использован при цементировании обсадных колонн в 18 пробуренных скважинах на площадях Мишовдаг и Кюровдаг, а в 1986 г. способ применен при креплении еще двадцати скважин на тех же площадях. Общий экономический эффект превышает 400 тыс. руб.

Основное преимущество способа — обеспечение селективной изоляции водоносных пластов в переслаивающихся продуктивных объектах с близким расположением нефте- и водоносных пластов. Кроме того, способ не требует применения дополнительного оборудования и реагентов; достигается возможность передачи скважины из бурения в эксплуатацию, минуя стадию капитального ремонта скважин для изоляции вод.

Практически просто осуществляется реализация способа при импульсном возбуждении гидродинамических колебаний в скважине непосредственно в процессе ее цементирования. Для этого, к окончанию продавки цементного раствора в заколонное пространство, последовательно повышают и резко сбрасывают давление, — вначале путем частичного перекрытия заколонного пространства на устье скважины при продолжавшейся закачке продавочной жидкости, а затем — полной кратковременной остановкой насосного агрегата, например, на одну минуту, после чего производят перекрытие выхода из заколонного пространства и задавливание цементного раствора в пласт.

Механизм, благодаря которому создается условие для преимущественного поступления цементного раствора в водоносные пласты и пропластки продуктивного горизонта, сводится к тому, что при резком сбросе давления в водоносных пластах образуется значительно более глубокая и обширная воронка депрессии, чем в соседних, по

разрезу, нефтеносных пластах, вследствие значительного превышения пьезопроводности первых над пьезопроводностью вторых.

Процесс задавливания можно осуществлять и при периодически возбужденных колебаниях — в периоды понижения давления в призабойной зоне водоносных пластов.

Сильное различие в пьезопроводностях нефте- и водоносных пластов является необходимым условием для преимущественного поступления цементного раствора в водоносную часть продуктивного горизонта, и это условие является достаточным, если коллектор трещинного типа и его способность к приемистости цементной суспензии очевидна.

В случае же гранулярных коллекторов, особенно мелкопористых, механизм приемистости более сложный. Импульсное или гармоническое возбуждение гидродинамических колебаний в скважине и пласте неизбежно приводит к взаимодействию с собственными колебаниями залежи и надзалежного массива пород, а при совпадении их частотных спектров вызываются резонансные явления. Приведенные ниже оценки свидетельствуют о том, что эти явления могут качественно изменять конечный результат вследствие резкого возрастания напряжений при наступлении резонанса, причем достижение положительного эффекта оказывается связанным с необходимостью выполнения ряда условий.

Как видно из постановки рассматриваемой проблемы, для ее решения нужно располагать данными о реакции на гидродинамическое возмущение в целом геоструктурного элемента, содержащего залежь, вскрытую буровой скважиной, и надзалежный массив пород. Такой подход является обоснованным, так как амплитуда гидродинамического возмущения пласта в рассматриваемой технологии (1—10 МПа) имеет тот же порядок, что и порядок тектонических напряжений, способных вызывать деформационные процессы в массиве горных пород, а в резонансном режиме возмущений уровень напряжений еще и многократно возрастает.

Перейдем к оценке возможной ширины спектров (интервалов) частот собственных и вынужденных колебаний.

При определении частот собственных колебаний пласта упомянутый геоструктурный элемент схематизируется колебательной системой, представляющей сосредоточенную массу (надзалежный массив пород), расположенную на упругой прокладке (нефтяная или газовая залежь), лежащей на жестком основании. Условиями этой схемы являются: отсутствие несущих пластов (перемычек) в надзалежном массиве и наличие порового давления, достаточно высокого для того, чтобы сжимаемость залежи была заметно выше сжимаемости окружающих пород. Заметим, что последнее условие заведомо выполняется уже при уровне порового давления, близкого к гидростатическому [2].

Исходное соотношение между частотой собственных колебаний надлежащего массива (ε), жесткостью залежи (c) и колеблющейся массой (M) для вертикальных гармонических колебаний имеет вид [3]:

$$\varepsilon^2 = \frac{c}{M} \quad (1)$$

В рассматриваемом случае жесткость залежи можно определить из отношения геостатической нагрузки (G) к величине соответствующей деформации залежи (λ):

$$C = \frac{G}{\lambda} = \frac{\Delta P S}{\lambda}, \quad (2)$$

где $\Delta P = P_r - P_n$ — разность между горным (P_r) и поровым (P_n) давлениями;

S — площадь залежи

Изменение объема залежи можно представить как $\Delta V = \lambda S$; вместе с тем $\Delta V = \beta V \Delta P$, где $\beta(\Delta P)$ — упругость породы, $V = hS$ — исходный объем залежи, h — ее высота.

Отсюда получается:

$$\lambda = \beta h \Delta P \quad (3)$$

Из выражений (2) и (3) определяем жесткость:

$$c = \frac{S}{h\beta} \quad (4)$$

Учитывая, что $M = \rho HS$, где ρ — средняя плотность пород, H — глубина расположения залежи, из соотношений (3) и (4) находим:

$$\varepsilon = \frac{1}{V h \beta \rho H} \quad (5)$$

На рис. 1 представлена рассчитанная по формуле (5) зависимость собственной частоты колебаний массива от сжимаемости залежи при различных глубинах залегания — от 900 м (кр. 1) до 6400 м (кр. 2); средняя плотность пород принята равной 2100 кг/м³.

Из рис. 1 можно видеть, что при наличии нефтяной или газовой залежи диапазон частот собственных колебаний массива пород находится в интервале 0,1—10 с⁻¹. Глубина залегания заметно влияет на частоту собственных колебаний только в области исчезающе малых сжимаемостей, при которых эта частота резко возрастает.

Сравнительно небольшие частоты 0,2—2 с⁻¹ характерны для залежей с относительно высоким поровым давлением, так как сжимаемость флюидонасыщенной породы связана обратной зависимостью с эффективным напряжением, составляемым разностью между геостатическим и поровым давлениями.

Совпадение частот собственных колебаний массива на глубине залегания пласта с частотой возбуждающих колебаний давления в скважине приводит к возникновению резонансных напряжений, однако деформационное поведение пласта при этом может быть качественно различным в зависимости от глубины залегания.

Согласно [4], в условиях неравномерного всестороннего сжатия при давлениях, соответствующих глубинам менее 3000 м, с увеличением деформации породы пористость увеличивается, т. е. порода разрыхляется, а в интервале 3000—3500 м пористость остается постоянной. При глубинах свыше 3500 м и в процессе деформирования

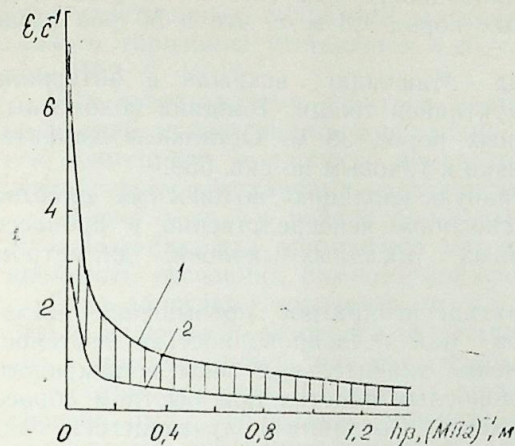


Рис. 1. Зависимость собственной частоты колебаний массива от глубины залегания пласта от его сжимаемости:

1 — при глубине залегания пласта 900 м; 2 — 6400 м

пористость уменьшается, т. е. порода уплотняется. Следовательно, колебательное воздействие на пласт, залегающий на глубине до 3000 м, и особенно воздействие в резонансном режиме, приводит к разрыхлению пласта и увеличению его приемистости. При глубинах свыше 3500 м такое воздействие интенсифицирует противоположный процесс уплотнения коллектора с уменьшением его приемистости, а в интервале глубин 3000—3500 м коллектор индифферентен к воздействию.

Таким образом, для успешного осуществления селективной изоляции водоносных пластов по описанной технологии необходимо выполнение следующих условий:

- пьезопроводность водоносных пластов значительно выше пьезопроводности нефтеносных пластов;
- геостатическое напряжение недостаточно для уплотнения породы коллектора;

- при гидродинамическом возмущении в скважине происходит совпадение частот возмущающих и собственных колебаний массива на глубине расположения коллектора.

Рассмотрим практическую реализацию данной технологии на примере двух скважин.

Скважина 559 вскрыла в интервале 1348,4—1412 м I гор. продуктивной толщи в V тектоническом блоке на площади Мишовдаг. Горизонт сложен переслаивающимися водоносными и нефтеносными пропластками песчаника, а также непроницаемыми пропластками алевролита и глины. Пористость песчаника 24%, проницаемость $0,241 \cdot 10^{-12}$ м², сжимаемость $1 \cdot 10^{-10}$ м²/Н.

Пластовое давление 16,3 МПа, пластовая температура 33°С. В пластовых условиях вязкость нефти 6 сПз, плотность нефти 890 кг/м³, количество растворенного в нефти газа 87,5 м³/м³, сжимаемость нефти $40 \cdot 10^{-10}$ м²/Н, сжимаемость воды $4,5 \cdot 10^{-10}$ м²/Н, вязкость воды 0,6 сПз.

Толщина водонасыщенных отложений 26,6 м, толщина нефтена-

сыщенных пород 14 м. Пьезопроводность нефтеносных пород 0,036 м²/с, пьезопроводность водоносных пород 1,8 м²/с, что в 50 раз выше первой величины.

Скважина 2102 на площади Мишовдаг вскрыла в интервале 1600—1700 м тот же I гор. продуктивной толщи. Толщина водоносных пород 37 м, толщина нефтеносных пород 38 м. Остальные характеристики (породы и флюидов) близки к таковым по скв. 559.

В обеих скважинах селективную изоляцию водоносных пластов производили описанным выше способом непосредственно в процессе цементирования эксплуатационных обсадных колонн диаметром 0,168 м.

Оценки показывают, что пятидесятикратное превышение пьезопроводности водоносных пластов над пьезопроводностью нефтеносных пластов обеспечивает получение значительной зоны пониженного давления преимущественно в водоносных пластах при быстром сбросе давления в заколонном пространстве. Величина получающегося гидродинамического импульса видна из графиков изменения давления на устье скважины в процессе цементирования обсадной колонны, приведенных на рис. 2, где кр. 1 относится к скв. 559, а кр. 2 — к скв. 2102.

Из рис. 2 можно определить, что амплитуда возмущающего импульса составила 3 МПа в скв. 559 и 9 МПа — в скв. 2102.

Разложение импульсов в ряд Фурье дает затухающие волны с широким частотным спектром, включающим и интервал частот от 5 до 2 с⁻¹. Физическая обоснованность такого разложения хорошо известна, что видно, например, из рис. 3, где показаны гидродинамические колебания, возбужденные в скважине импульсом давления [5].

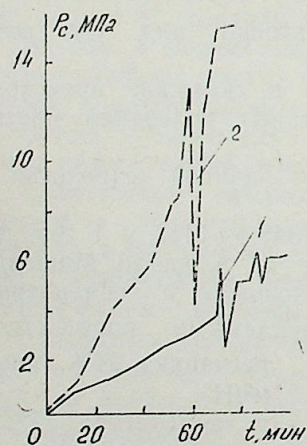


Рис. 2. Изменение давления на устье скважины в процессе цементирования обсадной колонны: 1 — скв. 559; 2 — скв. 2102

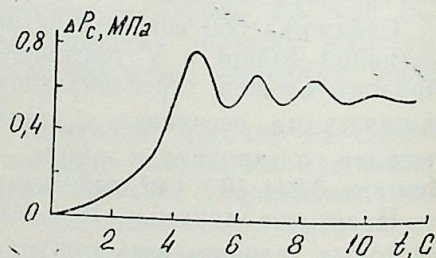


Рис. 3. Гидродинамические колебания в скважине, возбужденные импульсом давления

Теперь, воспользовавшись соотношением (5), находим, что частоты собственных колебаний массива на глубине залегания продуктивного горизонта составляют 4,26 с⁻¹ для скв. 559 и 2,54 с⁻¹ для скв. 2102.

Из сопоставления спектров частот возбужденных и собственных колебаний можно видеть совпадение их интервалов, так что импульсное возмущение в процессе цементирования скважин сопровождалось воздействием резонансных нагрузок на пласт.

Кроме того, в рассматриваемых примерах, как и в остальных 36 скважинах, где применение метода было успешным, пластическая прочность песчаника намного больше геостатического напряжения на глубине залегания горизонта, т. е. здесь при колебательном воздействии, включая и резонансный режим, произошло трещинообразование в прискважинной зоне коллектора.

Таким образом, в данных практических примерах реализации способа были соблюдены упомянутые три условия, обеспечивающие селективное внедрение цементного раствора в водоносные пласты и образование в них водонепроницаемого экрана. Толщина экранов составляет 0,2—0,5 м, что соответствует порядку глубины затухания возбужденных гидродинамических колебаний данной частоты в пористом коллекторе.

На эффективность технологии указывает значительное уменьшение обводненности добываемой пластовой продукции и повышение дебита нефти вследствие перераспределения расхода естественной пластовой энергии в пользу нефтеносных пропластков.

Кроме описанного процесса, изложенный механизм используется для инициирования процесса трещинообразования в породе при гидравлическом разрыве пласта [6]. Этим же механизмом можно объяснить ряд других гидрогеохимических эффектов в скважинах, в частности, эффект самоизоляции зон проявления во время пульсации давления [7] и явление интенсификации пескопроявлений при переходных процессах в скважине [5]. Совпадение частот колебаний давления в скважине и частот собственных колебаний массива на глубине залегания данного литологического слоя пород может являться причиной наблюдающихся случаев более интенсивного кавернообразования в сравнительно более прочных породах разбуриваемого массива [8]. Аналогичной может быть причина многочисленных фактов самопроизвольного гидроразрыва и ухода раствора при относительно небольшом повышении давления в бурящейся скважине, но пульсационном или колебательном характере его изменения. Для избежания подобных ситуаций следует предотвращать наступление гидрогеомеханического резонанса путем исключения возможности возникновения в скважине гидродинамических колебаний со спектром частот собственных колебаний разбуриваемого массива.

Литература

1. А. с. № 1196493 (СССР). Способ цементирования скважин/М. К. Сеид-Рза, Л. М. Матвеевко, Р. М. Абдуллаев, Э. М. Сулейманов. — Оpubл. в Б. И., 1985, № 45.
2. Справочник по физическим свойствам минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах./Под ред. М. П. Воларовича. — М.: Недра, 1978. — 364 с.

3. Бидерман В. Л. Прикладная теория механических колебаний. — М.: Высшая школа, 1972.—416 с.
4. Шрейнер Л. А., Байдюк Б. В., Павлова Н. Н. и др. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. — М.: Недра, 1968.—358 с.
5. Гаврилко В. М., Алексеев В. С. Фильтры буровых скважин. — М.: Недра, 1985.—334 с.
6. Патент США № 3965982, 1976 г.
7. Сеид-Рза М. К. Грифообразование при бурении нефтяных и газовых скважин. — Баку: Азнефтенздат, 1957.—182 с.
8. Сеид-Рза М. К., Фаталиев М. Д., Фарраджев Т. Г. и др. Вопросы длительной устойчивости стенок глубоких скважин. — Баку: Азернешр, 1969.—145 с.

М. К. Сеид-Рза, Л. М. Матвеенко, Е. М. Сүлейманов

МӘҢСУЛДАР ҺОРИЗОНТЛАРЫН ҺИДРОДИНАМИК ҺӘҲЧАНЛАНМАСЫ ЗАМАНЫ СУ ЛАЈЛАРЫНЫН СЕЛЕКТИВ ИЗОЛЈАСИЈАСЫ МЕХАНИЗМИ

Магаләда газыма гујуларында бору кәмәрләринин сementләнмәси просесиндә, сулу лајларын гидроимпульс селектив изолјасијасы методу илә әлағәдар апарылан тәдгигатларын нәтичәләри верилир.

M. K. Seid-Rza, L. M. Matveenko, E. M. Suleimanov

MECHANISM OF SELECTIVE ISOLATION OF WATER-BEARING RESERVOIR AT HYDRODYNAMIC DISTURBANCE OF DISSIPATED HORIZON

Results of testing hydroimpulse method of selective isolation water-bearing reservoirs at the process of cementing casing strings in drilling wells are described.

АЗӘРБАЈҪАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ
Јер елмләри серијасы, 1987, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1987, № 2

УДК 622.276.43(479.24)

С. Ф. ШАБАНОВ, Р. А. МУСАЕВ, Р. М. АЛИЕВ

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ГИДРОХИМИИ НА ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ БАЛАХАНЫ-САБУНЧИ-РАМАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ЗАВОДНЕНИЯ

В настоящее время при разработке залежей нефти и газа широко применяются методы поддержания пластового давления, которые справедливо считаются наиболее эффективными методами нефтеизвлечения. Однако на фоне их положительного влияния на механизм извлечения нефти из недр используемая в качестве рабочего агента холодная вода (морская, речная, озерная и др.) может в определенных условиях привести к существенному снижению температуры пласта. На любые изменения пластовых температур, как известно, резко реагируют вязкости нефтей, что, в свою очередь, отражается на степени подвижности последних в пористой среде. Поэтому изучение таких изменений в процессе заводнения представляет научно-практический интерес.

Проведенные исследования [1] показали, что степень влияния заводнения на изменение температуры пласта неодинакова. Показано, в частности, что в объектах, характеризующихся низкими температурными режимами, закачка холодной воды может привести к ощутимому снижению температуры, что отрицательно влияет на подвижность нефти за счет увеличения вязкости, поверхностного натяжения, угла смачивания и т. п.

В связи с этим представляет интерес изучение физико-химических свойств пластовых флюидов, в том числе величины поверхностного натяжения на границе вода—нефть, в зависимости от изменения температурного режима и гидрохимической характеристики залежей.

Учитывая изложенное, в настоящей статье на основании лабораторно-промысловых данных представлены результаты исследования влияния теплового поля залежей и гидрохимии на активность пластовых флюидов с учетом применения заводнения.

Исследуемая задача рассматривалась на примере подкирмакинской (ПК) свиты Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения.

В разрезе данного месторождения ПК свита является одним из основных эксплуатационных объектов и занимает ведущее положение по уровню добычи нефти. Мощность свиты изменяется от 31 до 134 м и составляет в среднем 83,1 м. Литологически она сложена мелко- и среднезернистыми песками с глинистыми маломощными прослоями. Эта свита подразделяется на два эксплуатационных объекта: ПК верхи и ПК низы — со средней толщиной 60 и 30 м соответственно.

Промышленная нефтеносность ПК свиты приурочена главным

образом к северо-восточному крылу складки. Глубина залегания ее колеблется в довольно широких пределах: от выходов на дневную поверхность в кирмакинской долине она погружается в восточном направлении и на площади Раманы достигает глубины 2500 м.

Разработка залежи была начата в 1926 г. и осуществлялась большим числом скважин. С целью поддержания пластового давления в 1947 г. была начата опытная, а с 1952 г. — промышленная закачка воды по всей залежи. В залежь было закачено более 22 млн. м³ посторонней воды (большая часть этого объема приходится на долю вод из Бейюк-Шорского и Забратского озер со среднегодовой температурой 12—14°C и со значением общей минерализации, достигающим 300—368 мг/экв).

Изучение характеристики основных гидрохимических параметров вод ПК свиты по блокам северо-восточного крыла месторождения и их изменения во времени позволило выявить нарушение характера начального состояния как общей минерализации, так и других параметров гидрохимии, что является результатом смешивания закачиваемых и пластовых вод в процессе заводнения [2].

В работе [3] приведены результаты исследования влияния искусственного заводнения на температурный режим этой залежи. Путем построения трендовых карт показано, в частности, что в результате длительной закачки в пласт холодной воды температура залежи снизилась в среднем на 2—5°C по сравнению с начальной, а в ряде случаев эта разница составляла 8°C. Для сравнения отметим, что температура ПК свиты в зависимости от глубины ее залегания (по мере погружения с запада на восток) на рассматриваемом участке изменяется от 25 до 55°C.

Для изучения поверхностного натяжения при различных температурах были проведены лабораторные эксперименты, в которых использованы высокоочищенный керосин, а также пробы нефти и воды, отобранные из 27 скважин (таблица), расположенных на различных частях структуры в пределах трех блоков (I, II и III) рассматриваемого месторождения.

Исследованные нефти относятся к типу тяжелых с удельным весом 910—940 кг/м³. Они могут быть отнесены к малосернистым (0,12—0,15%), алабопарафинистым (0,15—0,20%) нефтям нафтено-метанового класса. Эти нефти содержат 0,5—3,0% бензина, 9—16% лигроина, 6—10% керосина, 1,15—1,30% нафтеновых кислот, 30—37% смол, 75—85% мазута.

В качестве водной фазы были взяты пресная и пластовая воды. Характер распространения и закономерности изменения химизма вод ПК свиты по площади исследуемого месторождения подробно изучены в работе [2]. Согласно данным исследования эти воды могут быть отнесены к гидрокарбонатно-натриево-хлоридной группе кальциевой подгруппы класса S₁Aa, которые в пределах этой классификации по отдельным тектоническим блокам значительно различаются между собой.

Результаты проведенных исследований приведены в таблице и на рисунках 1—3.

На рис. 1 представлены кривые зависимости изменения величины поверхностного натяжения пластовых вод ПК свиты на границе с высокоочищенным неполярным керосином в зависимости от глубины

Блок	№ скв.	Глубина, м	Поверхностное натяжение (мН/м) на границе			
			пластовой воды	нефти с водой		
				пресной	своей (пластовой)	
I	3237	558	30,6	31,8	15,7	
	1108	576	29,8	31,5	15,3	
	1114	626	29,6	31,2	15,0	
	13166	690	29,6	31,0	15,0	
	1941	698	29,7	30,5	14,5	
	2089	700	30,24	29,7	13,8	
	2452	747	31,0	29,0	13,2	
	2579	780	29,6	28,8	12,2	
	1141	810	30,6	28,5	12,8	
	2601	841	30,3	28,0	12,4	
	3150	788	27,85	25,5	10,8	
	546	846	27,3	25,2	10,4	
II	2602	930	27,0	25,5	10,3	
	2454	980	26,8	25,0	10,5	
	2596	1001	27,0	25,0	9,7	
	2164	1008	26,5	25,0	10,3	
	2430	1026	26,8	24,5	9,6	
	2477	1050	26,2	25,5	10,0	
	2786	1080	27,0	24,2	9,9	
	2369	1137	26,8	24,0	9,7	
	2345	1066	26,0	23,0	8,3	
	2650	1104	25,5	22,8	8,1	
	III	2126	1109	25,0	22,7	8,2
		2402	1124	24,3	22,5	7,0
2486		1161	22,4	22,3	5,0	
2689		1173	22,0	22,6	4,0	
889		1209	22,2	22,5	4,3	

расположения исследуемых скважин. Установлено, что наименее активными являются воды I блока ($\sigma = 30—30,5$ мН/м), а наиболее — III блока ($\sigma = 22—26$ мН/м). Анализ кривых данных зависимостей показывает, что в пределах блоков I и II с увеличением глубины залегания объекта исследования активность вод практически мало изменяется. Это связано с тем, что с увеличением глубины залегания в пределах указанных блоков содержание солей одновалентных металлов (а именно Na+K) меняется незначительно. В пределах III блока наблюдается их повышение с увеличением залегания пласта (от 0,0271 до 0,0323 мг/экв на 100 г воды). Этим объясняется в основном снижение величины поверхностного натяжения на границе пластовой воды с керосином от 26 до 22 мН/м, т. е. на 4 мН/м. Таким же образом были определены величины поверхностных натяжений отобранных нефтей на границе с пресной и пластовой водами (рис. 2).

Как видно из рис. 2а, в пределах I блока с увеличением глубины залегания пласта от 560 до 840 м поверхностное натяжение нефтей ПК свиты на границе с пресной водой увеличивается примерно на 4 мН/м. Такое изменение для нефтей II и III блоков незначительно, что указывает на стабильность содержания в них активных компонентов — органических кислот, смол, асфальтенов, азотистых, сернистых и других соединений. Из рис. 2а также видно, что наиболее

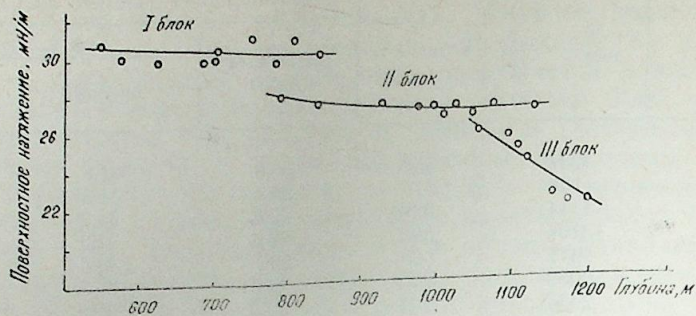


Рис. 1. Изменение величины поверхностного натяжения на границе вод ПК свиты с керосином в зависимости от глубины залегания

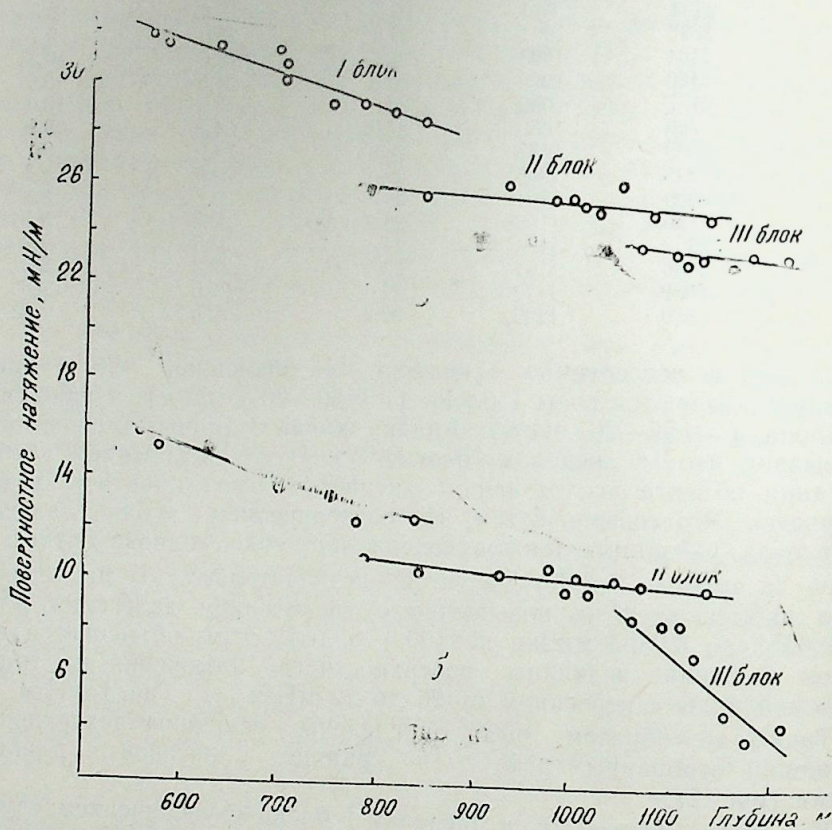


Рис. 2. Изменение поверхностного натяжения на границе нефти ПК свиты с пресной (а) и пластовой (б) водами в зависимости от глубины залегания

активными являются нефти, отобранные из скважин III блока, так как они отличаются значительным присутствием в них указанных выше активных компонентов.

Аналогичная закономерность наблюдается и в случае, когда величина поверхностного натяжения определялась на границе нефтей с пластовыми водами ПК свиты, причем, как видно из рис. 2б, в пределах III блока имеет место резкое снижение величины поверхностного натяжения с увеличением глубины залегания исследуемого объекта (от 8,3 до 4,0 мН/м).

Таким образом, величины поверхностного натяжения на границе нефтей ПК свиты с пластовыми водами во всех случаях значительно меньше, чем при наличии в качестве граничащей фазы пресной воды. Такая закономерность может быть объяснена следующим положением. В пластовых водах, как правило, отмечается наличие растворимых солей органических кислот. При этом в «щелочных» пластовых водах, характеризующихся присутствием коэффициента первой щелочности, органические кислоты находятся в основном в виде натриевых солей, хорошо растворимых в воде. Наиболее высокое содержание солей органических кислот наблюдается в водах ПК свиты исследуемого месторождения — до 0,115%. В то же время активные компоненты нефти, взаимодействуя с этими солями, образуют новые водорастворимые поверхностно-активные вещества, обладающие большой активностью.

С целью изучения влияния температуры на активность нефтей по каждому блоку исследуемого месторождения были подобраны следующие характерные скважины, продукция которых использована при проведении экспериментальных работ: по I блоку — скв. № 3237, 13166, 2452; по II блоку — скв. № 3150, 2164, 2430; по III блоку — скв. № 2345, 2486, 889.

Эксперименты проводились при температурах близких к пластовым, а именно: 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60°C.

Результаты исследования влияния температуры на величину поверхностного натяжения на границе нефтей ПК свиты со своими

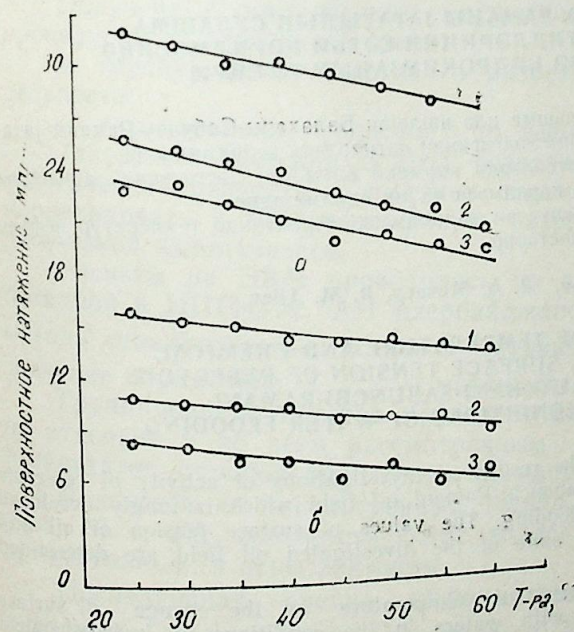


Рис. 3. Изменение величины поверхностного натяжения с температурой на границе нефти ПК свиты с пресной (а) и пластовой (б) водами для: 1 — I блока; 2 — II блока; 3 — III блока

пластовыми и пресной водой представлены на рис. 3, из которого видно, что во всех случаях с повышением температуры, а следовательно, по мере погружения пласта, наблюдается снижение величины поверхностного натяжения на границе нефтей с водами. Причем характер такого снижения в значительной степени зависит от состава контактирующей воды. Так, при наличии в контакте пресной воды (рис. 3а) при температуре 60°C значение поверхностного натяжения исследованных нефтей уменьшается на 4—5 мН/м. Подобное изменение (несколько в меньшей степени — на 2—3,5 мН/м) проявляется тогда, когда в случае граничащей с нефтью воды участвует пластовая вода (рис. 3б), что связано, по-видимому, с ухудшением растворимости присутствующих в жидкости солей.

Таким образом, в результате проведенных промысловых и экспериментальных исследований определены поверхностные натяжения нефтей и вод для различных блоков ПК свиты Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения в условиях изменчивости температуры и гидрохимической среды объекта и установлено их влияние на указанный параметр.

Литература

1. Багиров Б. А., Шабанов С. Ф., Алиев Р. М. Исследование влияния заводнения на температуру залежей, характеризующихся различными тепловыми режимами. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1986, № 2.
2. Багиров Б. А., Агдамский М. А. и др. — Гидрохимическая характеристика ПК свиты Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения. — Азерб. нефтяное хозяйство, 1973, № 10.
3. Багиров Б. А., Шабанов С. Ф. Об изменении теплового поля залежи в процессе разработки. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1981, № 4.

С. Ф. Шабанов, Р. Э. Мусаев, Р. М. Элиев

БАЛАХАНЫ-САБУНЧУ-РАМАНЫ ЈАТАҒЫНЫН СУЛАШМА ШЭРАИТИНДЭ ЛАЈ ФЛУИДЛЭРИНИН СЭТҢИ КЭРИЛМЭСИНЭ ТЕМПЕРАТУРУН ВЭ ҺИДРОКИМЈАНЫН ТЭСИРИ

Мәгаләдә узун мүддәт сүн'и сулашма илә ишләјән Балаханы-Сабунчу-Раманы јатағында лај флуидлэринин активлијинин тәдгигинин нәтичәлэри верилмишидр. Лабораторијада апарылан тәчрүбәләрлә кирмаки алты лај дәстәсинин ајры-ајры блоклары үчүн нефт вә сујун сәтһи кәрилмәси тәјин едилмишидр. Мүәјјән едилмишидр ки, гидрокимјәви дәјишиклик шәраитиндә температур нефтин вә сујун сәтһи кәрилмәсинә тәсир кәстәрир.

S. F. Shabanov, R. A. Musaev, R. M. Aliiev

THE INFLUENCE OF TEMPERATURE AND CHEMICAL HYDROLOGY ON THE SURFACE TENSION OF RESERVOIR FLUIDS OF BALAKHANI-SABUNCHI-RAMANI OIL-FIELD IN THE CONDITIONS OF WATER FLOODING

The given article deals with the results of investigations of activity of reservoir fluids of PK suite of Balakhani-Sabunchi-Ramani oil field which is longly developed with the use of artificial water flooding. The values of surface tension of oil and waters for different blocks of PK suite of the investigated oil field are determined by the laboratory experiments.

The authors define the influence of temperature on the change of surface tension of oils on the boundary with waters in the conditions of hydro-chemical medium variability.

УДК 622.276:550:832

И. С. ДЖАФАРОВ, Э. А. ЗЕЙНАЛОВ

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОРТАЙ

Нефтяное месторождение Тортай расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины и приурочено к северо-западному склону Эмбенского поднятия. Месторождение открыто в 1974 г.

Геологические построения по данным бурения выявили куполовидное поднятие по каменноугольным отложениям. В разрезе установлено пять продуктивных горизонтов мощностью 4—14 м.

Как известно, продуктивные горизонты, выделяющиеся в разрезе каменноугольных отложений месторождения Тортай, плохо коррелируются в соседних скважинах вследствие их большой литологической изменчивости.

С целью комплексной интерпретации материалов ГИС для классификации пластов использован многомерный статистический метод — кластер-анализ. Проведена обработка материалов ГИС по скважинам № 2, 4, 18 и 27. Комплекс геофизических исследований, использованный для кластер-анализа, включает БКЗ, кавернометрию и радиоактивный каротаж. Отсчет амплитуд произведен от линии песков для диаграмм СП и ГК и от линии глин — для НГК.

Полученные многомерные матрицы анализировались кластерной процедурой по следующей схеме:

— группирование пластов в разрезе каждой скважины в отдельности;

— группирование пластов по всем скважинам одновременно.

Такой методический подход позволил выделить одинаковые литологические разности в соседних скважинах, что дает возможность коррелировать и классифицировать разрез в условиях сильной литологической изменчивости.

Расчеты на ЭВМ проводились по программе «Кластер», разработанной в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР с использованием метода стандартизации исходной матрицы данных X_1, X_{max} , где X_1 — значение параметров; X_{max} — максимальное значение параметров.

Группирование пластов проведено дважды: по каждой скважине отдельно и по всем рассмотренным скважинам с привлечением результатов опробования и других промысловых данных (рисунок).

В каждой из рассмотренных скважин выделено 4—6 подгрупп (скв. № 4, 27), соответствующих коллекторам, продуктивным и непродуктивным, и неколлекторам.

Последующая оценка информативности выделения групп по критериям Колмогорова—Смирнова и Кульбака позволила объединить подгруппы, относящиеся к одной выборке. Так, в скв. № 27 из

Таблица 2

Классификация и характеристика групп пластов месторождения
Тортая по геофизическим параметрам (в числителе указан
размах, в знаменателе — среднее значение)

Группы	Кажущиеся удельные сопротивления, Ом·м						Характеристика групп			
	$D_{абс}^{0,5}, \text{ММ}$ X_1	$\rho_{k,0,5}$ X_2	$\rho_{k,1,05}$ X_3	$\rho_{k,2,25}$ X_4	$\rho_{k,4,25}$ X_5	$\rho_{k,8,5}$ X_6				
I ₁	200—270 216,6	3,4—10 7,18	12—37 23,05	11,5—100 32,77	7,5—75 23,41	3,8—80 14,09	$\Delta U_{сн}$ X_7 0,01—1,0 0,43	ΔJ_1 X_8 0—1 0,16	$\Delta J_{пр}$ X_9 0,38—1,0 0,77	Коллектор продуктив- ный
I ₂	190—260 224,1	2,3—8,0 5,03	5—24 12,2	5—31 12,3	3,5—24,5 9,19	2—17,5 6,77	0—0,55 0,25	0,03—0,47 0,16	0,1—0,9 0,42	Коллектор непродук- тивный
II ₁	200—400 280,2	0,5—3,6 2,17	0,5—7,0 12,2	0,8—8,0 3,88	0,5—10 3,04	0,1—6,5 2,30	0—0,98 0,48	0,16—0,93 0,47	0—0,85 0,26	Неколлек- тор
II ₂	195—325 222,3	0,8—10 3,62	1,2—20 6,95	1,2—27 6,85	0,6—15 5,59	0,5—13 4,31	0,28—1,0 0,74	0,12—0,95 0,36	0,06—0,56 0,27	Неколлек- тор

6 выделяющихся подгрупп 4 относятся к неколлекторам, в скв. № 4 группа неколлекторов II₂ объединяет 3 подгруппы.

Таким образом, в рассмотренных скважинах в результате кластер-анализа выделяется по 4 группы пластов: 2 группы коллекторов (продуктивных — I₁ и непродуктивных — I₂) и 2 группы неколлекторов — II₁ и II₂. Последние различаются по своей электрической характеристике.

Кластер-анализ, проведенный в целом по 4 скважинам (см. рисунок), позволил выделить в разрезе 6 групп пластов.

В результате оценки информативности выделения пластов по вышеуказанным критериям (табл. 1) первая, вторая и четвертая подгруппы, относящиеся к группе продуктивных коллекторов, были объединены, как относящиеся к одной выборке.

В табл. 2 приводятся пределы изменения и среднее значение геофизических параметров для выделившихся групп при совместном рассмотрении всего имеющегося материала.

Сопоставление результатов кластер-анализа, полученных как при проведении его отдельно по скважинам, так и при совместном рассмотрении, показывает, что как в первом, так и во втором случае в разрезе выделяются 4 группы пластов: 2 группы коллекторов (продуктивные) и 2 группы неколлекторов.

Таким образом, проведенные исследования позволили:

1. Классифицировать пласты в условиях месторождения с большой литологической изменчивостью.

2. Выделить возможно продуктивные пласты по неопробованной скв. № 27 в интервалах 3052—3053,5, 3056,5—3061, 3062,5—3065,5 м.

И. С. Чэфаров, Е. А. Зејналов

ТОРТАЈ ЈАТАҒЫНДА ЛАЈЛАРЫН ТЭСНИФАТЫ ҮЧҮН ГУЈУЛАРЫН КЕОФИЗИКИ ТЭДГИГАТ МАТЕРИАЛЛАРЫНЫН КОМПЛЕКС ИНТЕРПРЕТАСИЈАСЫ

Мәгаләдә Тортај јатағы даш көмүр чөкүнтүлөри кәсилишиндә лајларын тәснифаты үчүн чохөлчүлү статистик кластер-анализ үсулундан истифадә олуңмушдур. Кластер-анализ үчүн истифадә олуңмуш кеофизики тәдгигатлар комплекси јан каротај зондла-масы, кавернометрија вә радиоактив каротај үсулларындан тәшкил олуңур. Лајларын гулашдырылмасы ики дөфә апарылыр: ајрыча һәр гују үзрә, сонра бүтүн бахылан гу-јулар үзрә онларын сынаглама нәтичәси вә дикәр мө'дән материалларыны чәлб етмәклә. Белә бир методик јанашма гоншулугда јерләшән гујуларын ејни литолоји бөлкүләрини ашкара чыхарыр, бу исә литолоји чәһәтдән кәскин фәргли кәсилишин коррелјасијасы вә тәснифаты үчүн имкан јарадыр.

I. S. Djafarov, E. A. Zeinalov

COMPLEX INTERPRETATION OF DATA ON GEOPHYSICAL STUDIES OF WELLS FOR BEDS CLASSIFICATION IN TORTAY FIELD

To classify rocks in a carboniferous deposits section in the Tortay field the authors use a multivariate statistic method—cluster analysis. The complex of geophysical studies used for the cluster analysis includes lateral electric, well calipers and X-ray loggings. The beds grouping was carried out twice: according to every well taken separately and to all wells observed taken together using the results of testing and other field data. This methodical approach allowed to separate identical lithological differences in the neighbouring wells. It allows to correlate and classify the section under conditions of strong lithological change.

553.982:550.832

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Р. А. АГАМАЛИЕВ, Ш. М. ДИБИРОВ

ОБОСНОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ И ГЛИНИСТОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Вследствие индивидуальных особенностей связей диффузионно-адсорбционной активности пород с их глинистостью задача установления и анализа таких связей для различных типов пород имеет большое практическое значение. На примере двух нефтегазоносных районов Азербайджана — Бакинского архипелага с Южно-Апшеронской акваториальной зоной и Нижнекуринского — установлены связи диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ с относительной глинистостью $\eta_{гл}$ и получены аналитические и графические петрофизические модели для оценки объемной глинистости и пористости пород продуктивной толщи.

На месторождениях Бакинского архипелага (Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла и Булла-море) и Южно-Апшеронской зоны (Бахар) связь $A_{да} = f(\eta_{гл})$ установлена по данным анализов 161 образца пород [5]. Коэффициент корреляции составляет 0,715 со средней квадратической ошибкой 0,039, что свидетельствует о высокой надежности этой связи (критерий Стьюдента равен 13,0). Вид связи показан на рис. 1. По Нижнекуринскому району (месторождения Мишовдаг, Кюровдаг, Карабаглы и Кюрсангя) использованы анализы 252 образцов по тому же источнику [5], коэффициент корреляции составил 0,397 со средней квадратической ошибкой 0,053 и критерием Стьюдента 6,3, что также свидетельствует о надежности связи (см. рис. 1). По каждой из зависимостей получены две сопряженные линии регрессии: $A_{да} = f(\eta_{гл})$ и $\eta_{гл} = \varphi(A_{да})$, что позволило путем их осреднения по методике [2] получить две единые кривые для каждого из изучаемых районов. Как видно на рис. 1, связи несколько криволинейные, параболические, близкие к прямым.

По осредненным кривым зависимостей $A_{да} = f(\eta_{гл})$ получены эмпирические формулы, имеющие вид:

$$A_{да} = a + b\eta_{гл} + c\eta_{гл}^2 \quad (1)$$

Значения эмпирических коэффициентов a, b, c даны в табл. 1.

С помощью известного соотношения $\alpha_{пс} = 1 - A_{да} A_{да, \max}$ может быть сделан переход от зависимостей $A_{да} = f(\eta_{гл})$ к зависимостям $\alpha_{пс} = \psi(\eta_{гл})$, которые имеют непосредственное отношение к интерпретации каротажных диаграмм метода ПС. Учитывая, что для пород изучаемых морских месторождений $A_{да, \max} = 62$ мВ, а для пород Нижнекуринского района — 64 мВ, связи $\alpha_{пс} = \psi(\eta_{гл})$

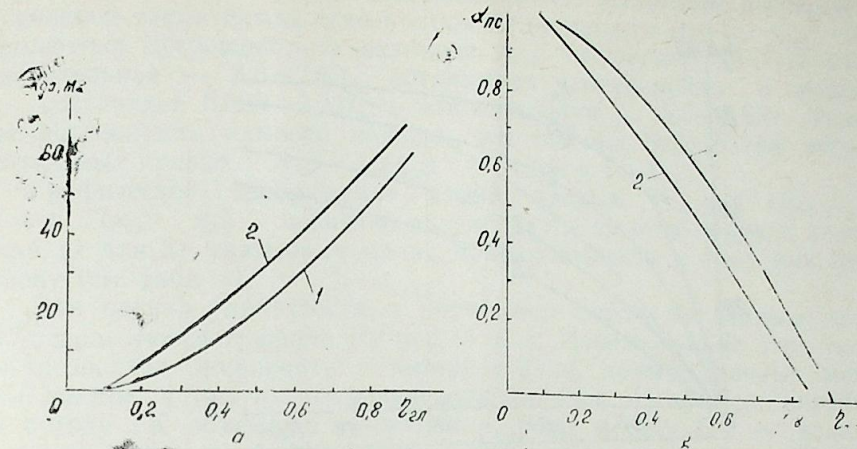


Рис. 1. Зависимости $A_{да} = f(\eta_{гл})$ (а) и $\alpha_{пс} = f(\eta_{гл})$ (б) для пород Бакинского архипелага, Южно-Апшеронской зоны (1) и Нижнекуринского района (2)

Таблица 1

Коэффициенты эмпирических уравнений (1)—(4)

Район	a	b	c	a'	b'	c'	d	$\eta_{гл}^0$
Бакинский архипелаг и Южно-Апшеронская зона	-3,9	23,6	53,3	1,063	-0,38	-0,85	78,8	0,2
Нижнекуринский	-5,1	54,2	31,4	1,080	-0,85	-0,49	81,1	0,1

примут вид, показанный на рис. 1, а их аналитические выражения — вид:

$$\alpha_{пс} = a' + b'\eta_{гл} + c'\eta_{гл}^2 \quad (2)$$

Значения эмпирических коэффициентов a', b', c' даны в табл. 1.

Для перехода от кривых (1) и (2), позволяющих оценивать величину относительной глинистости либо по экспериментальным, либо по скважинным данным, к кривым, позволяющим определять объемную глинистость $\kappa_{гл}$ и пористость $\kappa_{п}$ пород, необходимо в указанные формулы подставить известное из [3] соотношение $\eta_{гл} = \kappa_{гл} / (\kappa_{гл} + \kappa_{п})$. Серия кривых $A_{да} = f(\kappa_{гл}, \kappa_{п})$ и $\alpha_{пс} = \psi(\kappa_{гл}, \kappa_{п})$ для пород Бакинского архипелага и Южно-Апшеронской акваториальной зоны показана на рис. 2.

Построены обобщенные серии кривых для пород обоих изучаемых районов, совмещенные в одних и тех же координатах. Для упрощения построений сделано допущение о прямолинейности зависимостей $A_{да} = f(\eta_{гл})$ и $\alpha_{пс} = \psi(\eta_{гл})$. Парабола (1), аппроксимированная прямой линией, описывается формулой:

$$A_{да} = d(\eta_{гл} - \eta_{гл}^0) \quad (3)$$

с эмпирическими коэффициентами d и $\eta_{гл}^0$, приведенными в табл. 1.

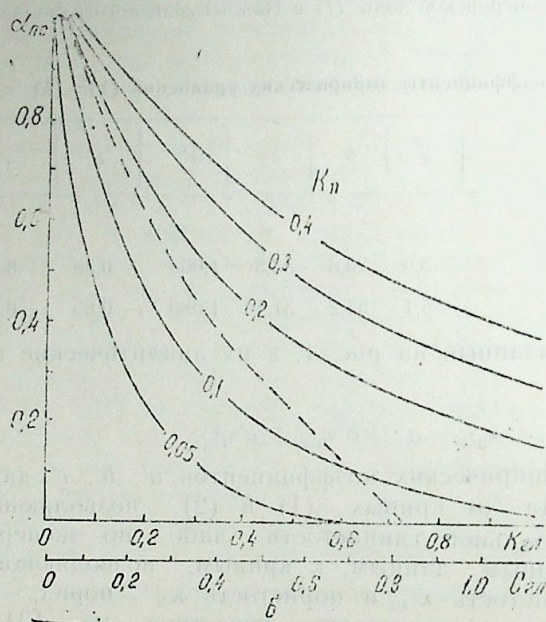
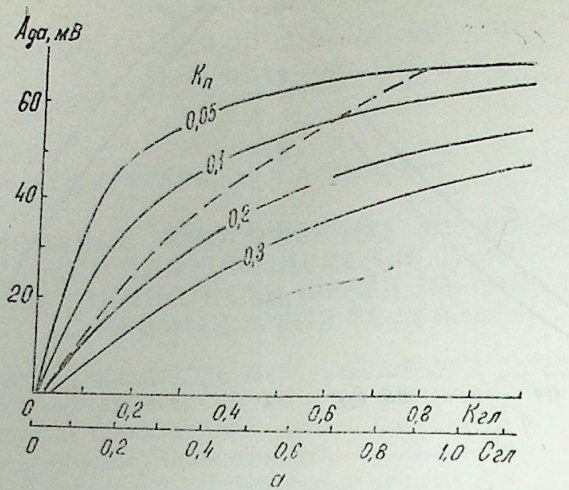


Рис. 2. Зависимости $A_{да} = f(\kappa_{гд}, C_{гд}, \kappa_n)$ (а) и $\alpha_{пс} = f(\kappa_{гд}, C_{гд}, \kappa_n)$ (б) для пород Бакинского архипелага и Южно-Апшеронской акваториальной зоны. Пунктиром показаны средние линии связи: $A_{да} = f(\kappa_{гд})$; $\alpha_{пс} = f(\kappa_{гд})$

Обе серии кривых $A_{да} = f(\eta_{гд})$ могут быть изображены единым графиком, если шкалы по оси $A_{да}$ будут смещены одна относительно другой на 8 мВ (точнее, на 7,7 мВ). Аналогично сопоставляются серии кривых $\alpha_{пс} = \psi(\eta_{гд})$ по формуле:

$$\alpha_{пс} = 1 - 1,27 (\eta_{гд} - \eta_{гд}^0), \quad (4)$$

причем смещение шкал параметра $\alpha_{пс}$ составляет 0,127.

Замена парабол прямыми линиями влечет небольшие погрешности. В основной части шкалы относительной глинистости ($0,3 < \eta_{гд} < 0,8$) абсолютная погрешность в величине $A_{да}$ составляет 1,4—1,9 мВ, а относительная — 6,6—7,6%; абсолютная погрешность в величине $\alpha_{пс}$ составляет 0,025—0,027, а относительная — 5,3—7,9%. Указанные погрешности намного меньше, чем ошибки осреднения экспериментальных кривых $A_{да} = f(\eta_{гд})$ и $\alpha_{пс} = \psi(\eta_{гд})$.

Графическое изображение серий кривых $A_{да} = f(\kappa_{гд}, \kappa_n)$ и $\alpha_{пс} = \psi(\kappa_{гд}, \kappa_n)$ показано на рис. 3, где на осях ординат индексы шкал (1 или 2) указывают на их принадлежность к тому или иному району (см. табл. 1).

Для оценки глинистости и пористости пород по данным метода ПС используются графики на рис. 3 в, г. Использование этих графиков позволяет привлекать к интерпретации, помимо данных метода ПС, данные и других геофизических методов. Например, определив по методу ГК объемную глинистость, а по методу ПС — величину $\alpha_{пс}$ по номограмме (рис. 3 в) определяем пористость. Подобная методика применялась в Азербайджане и ранее [1]. С другой стороны, по величине $\alpha_{пс}$ и значению пористости, определенной другим геофизическим методом или по керну, по номограмме (рис. 3 г) оценивается объемная глинистость, которая, в свою очередь, может быть пересчитана в весовую (массовую) глинистость по известным соотношениям (см. рис. 2) и сопоставлена с данными гранулометрического анализа. Такое сопоставление может указать на наличие несоответствия между гранулометрическим и микроагрегатным составами изучаемых коллекторов, что свидетельствует о полимиктовом типе терригенных пород с большим содержанием глинистых обломков и полевых шпатов.

Различие гранулометрического и минералогического составов пород обоих изучаемых районов формально проявилось в сдвиге шкал $A_{да}$ и $\alpha_{пс}$ относительно друг друга. Причина этого заключается в том, что породы Нижнекуринского района отличаются большим содержанием глинистых обломков в скелете пород, а главным образом, в преобладании монтмориллонита в глинистой компоненте цемента коллекторов [4]. Так, в песчано-алевритовых коллекторах содержание монтмориллонита в глинистом цементе составляет по Бакинскому архипелагу и Южно-Апшеронской зоне в среднем 42%, а в Нижнекуринском районе — 85%. В то же время различие глин по содержанию этого минерала не так велико: 43 и 50% соответственно по морским месторождениям и Нижнекуринскому району. Такое различие минералогического состава глинистого цемента пород-коллекторов и обусловило превышение средних значений $A_{да}$ по Нижнекуринскому району под значением $A_{да}$ по Бакинскому архипелагу и Южно-Апшеронской зоне (см. рис. 1).

Более наглядно различие величин диффузионно-адсорбционных потенциалов обоих районов видно из табл. 2, в которой приведены усредненные данные для трех групп пород: песков и супесей, алевритов, глин и суглинков. Для песчано-алевритовых разностей рождения величин $A_{да}$ составляет в среднем 10—13 мВ, а для глин — менее 7 мВ. Для всех пород это различие составляет в среднем 7,7 мВ, что и было зафиксировано в коэффициентах формулы (1).

Выполнение построения и их анализ позволяют рекомендовать

Диффузионно-адсорбционные потенциалы (в мВ) пород Бакинского архипелага и Южно-Апшеронской акваториальной зоны (1) и Нижнекуринского района (2)

$\gamma_{гг}$	Пески и супеси		Алевриты		Глины и суглинки		Все породы	
	1	2	1	2	1	2	1	2
0,1	0	—	0	—	—	—	0	0
0,2	5	10	6	—	—	—	3	7
0,3	9	16	11	20	—	—	8	14
0,4	13	23	17	27	—	—	14	22
0,5	18	30	22	39	35	47	21	30
0,6	22	37	28	40	40	50	30	39
0,7	—	43	33	47	46	53	39	48
0,8	—	—	39	53	52	58	49	58
0,9	—	—	—	60	57	60	61	69
1,0	—	—	—	—	62	64	—	—

всех пластов на три класса по соотношению величин $\alpha_{пс}$, ΔI_{γ} и $\kappa_{п}$. К первому классу (21 пласт) относятся высокопористые разности с $\alpha_{пс} > (1 - \Delta I_{\gamma})$ и $0,2 < \kappa_{п} < 0,4$; ко второму классу (42 пласта) относятся среднепористые разности с $\alpha_{пс} < (1 - \Delta I_{\gamma})$ и $0,10 < \kappa_{п} < 0,25$; к третьему классу (29 пластов) относятся низкопористые разности (обычно, неколлекторы) с $\alpha_{пс} < (1 - \Delta I_{\gamma})$ и $0,05 < \kappa_{п} < 0,10$. Как правило, фактические данные не выходят за пределы $\alpha_{пс} < 0,3$, $\Delta I_{\gamma} > 0,5$ и $0,05 < \kappa_{п} < 0,40$. Описанный подход позволяет наметить пути к созданию оценочной классификации пород по данным методов ПС и ГК.

Сравнение полученных данных показало (см. табл. 3), что наибольшая дифференциация пластов по пористости достигается при совместном использовании методов ПС и ГК. При использовании только данных ПС дифференциация пластов по пористости уменьшается, а классы сближаются. При использовании только данных ГК дифференциация не отмечается, все три класса дают близкие средние значения пористости. Керновые данные для пород-коллекторов укладываются в интервале от 0,08 до 0,28.

Как следует из сравнения методов (табл. 4), наиболее близкие к керновым значениям пористости дает метод совместного использования ПС и ГК. В отдельности же методы ПС и ГК, особенно последний, не позволяют дифференцированно оценивать пористость разных групп пород, а дают лишь оценку среднего значения по всем группам вместе.

На этом же месторождении была опробована методика сопоставления глинистости, определенной по ГИС и по кернам. Для определения глинистости по ГК использована связь $\Delta I_{\gamma} = f(\kappa_{п})$, приведенная в [2]. Среднее значение объемной глинистости по данным ГК для изученных 92-х пластов составляет 0,120. При средней пористости пород, по данным анализов кернов равной 0,161, весовое (массовое) содержание глинистой фракции составит 0,143. Сохранение в породе фракции зерен размером менее 0,01 мм составляет 0,144, по данным 169 определений на образцах. Сравнение этих

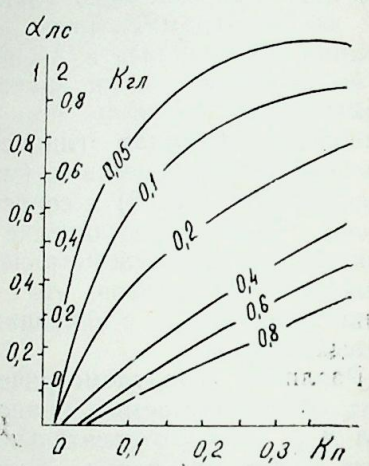
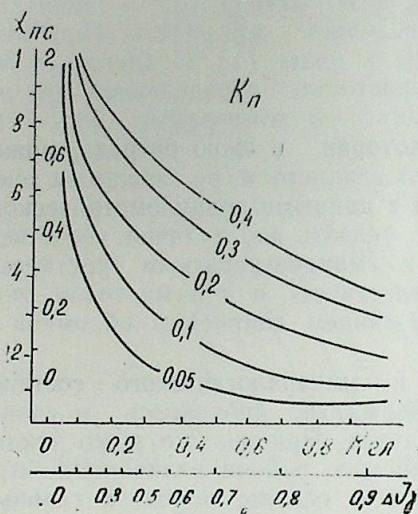
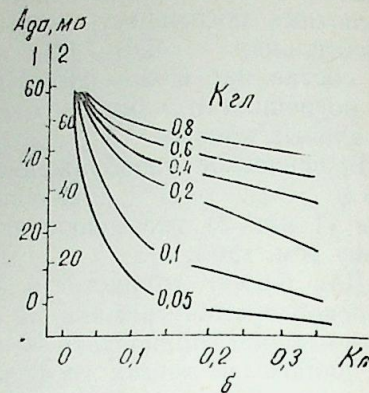
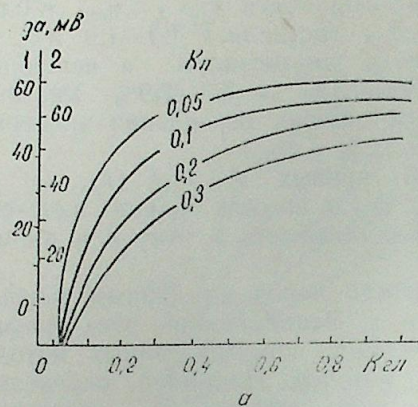


Рис. 3. Номограммы зависимостей $\Delta I_{\gamma} = f(\alpha_{пс}, \kappa_{п})$ (а, б), $\alpha_{пс} = f(\kappa_{п}, K_{гг})$ (в, г); для пород Бакинского архипелага и Южно-Апшеронской зоны (1) и Нижнекуринского района (2)

полученные номограммы для количественной интерпретации каротажных диаграмм.

Методика оценки пористости и глинистости пород по данным комплекса ПС и ГК была опробована на месторождении Бахар, расположенном в Южно-Апшеронской акваториальной зоне. Для реализации методики зависимость $\kappa_{п} = f(\alpha_{пс}, \Delta I_{\gamma})$ была представлена в виде номограммы, показанной на рис. 4, где в координатах „ $\alpha_{пс}$ — ΔI_{γ} “ проведены линии равных значений пористости. Результаты расчетов показаны в табл. 3. Для сравнения использованы данные определения пористости в отдельности по ПС и по ГК по парным связям, приведенным в [2], а также лабораторные определения пористости по 437 образцам.

Характерным для предлагаемого подхода является разделение

Таблица 5

Граничные значения $\alpha_{пс, гр}$

Район	Граничные значения пористости			
	0,05	0,10	0,15	0,20
Бакинский архипелаг и Южно-Апшеронская зона	0,12	0,24	0,34	0,41
Нижнекуринский	0	0,11	0,21	0,28

$K_{п}$ и $\alpha_{пс}$, причем, поскольку значения $K_{гд}$ и $K_{п}$ взаимосвязаны, можно выделить ряд граничных значений $\alpha_{пс, гр}$ в зависимости от соотношений $K_{гд, гр}$ и $K_{п, гр}$. Так, если за граничное значение $K_{гд, гр}$ для коллекторов принять величину 0,4, которая соответствует весовой (массовой) глинистости $G_{гд, гр}$, равной 0,45, то, в зависимости от пористости пород, граничное значение $\alpha_{пс, гр}$ будет соответственно изменяться (табл. 5).

Как следует из табл. 5 и рис. 3, принятие, как это делается обычно, одного граничного значения $\alpha_{пс, гр}$, равного, например, 0,2, соответствует при $K_{гд, гр} = 0,4$ граничному значению пористости 0,08 для пород морских месторождений и 0,14 для пород Нижнекуринского района, что верно не во всех случаях. Принятие же граничного значения $\alpha_{пс, гр}$ в зависимости от конкретных значений $K_{гд, гр}$ и $K_{п, гр}$ повышает надежность выделения пород-коллекторов в разрезах скважин по данным методов ПС и ГК.

Литература

1. Адигезалова А. А., Буряковский Л. А., Палатник Г. Г. Методика и результаты определения пористости и глинистости пород-коллекторов по материалам ПС и ГК. — В кн.: Вопросы разработки, геологии и бурения месторождений нефти и газа. — Баку: Элм, 1978, с. 66—82.
2. Буряковский Л. А. Петрофизика нефтяных и газовых коллекторов продуктивной толщи Азербайджана. — Баку: Элм, 1985.—196 с.
3. Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. — М.: Недра, 1966.—206 с.
4. О влиянии глинистости на диффузионно-адсорбционную активность пород продуктивной толщи месторождений Бахар и Карабаглы/И. М. Архарова, О. А. Богомолова, Р. А. Григорян и др. — Геофизические исследования в Азербайджане/Труды АЗВНИИ Геофизика, Баку, 1973, вып. 1, с. 131—135.
5. Результаты лабораторного исследования образцов пород продуктивной толщи месторождений Азербайджана/И. М. Архарова, О. А. Богомолова, Р. Л. Григорян и др. — Баку, 1977.—61 с. Деп. АЗНИИТИ, 30 дек. 1977 г., № 1229 Д.

Л. А. Буряковский, Р. А. Агамалыев, Ш. М. Дибиров

**МӘДӘН КЕОФИЗИКАСЫ ӘСАСЫНДА СҮХУРЛАРЫН МӘСАМӘЛИЛИЈИ
ВӘ КИЛЛИЛИЈИНИН ТӘЈИНИ ҮЧҮН ЧОХӨЛЧҮЛҮ ПЕТРОФИЗИКИ
РАБИТӘЛӘРИН ӘСАСЛАНДЫРЫЛМАСЫ**

Мәгаләдә Бақы архипелагы, Чәнуби Абшерон акваториал һиссәси вә Ашагы Күр нефт-газ району ятагларының мәһсулдар лајын коллектор сүхурлары үчүн сәтһин актив дисперсија вә тутумлуг хассәләри арасындакы чохөлчүлү петрофизики рабитәләр өјрәнилмишдир.

Каротаж диаграмларының кәмијјәтчә интерпретасијасы үчүн номограмлар тәклиф олунмушдур. Киллилик вә мәсамәлилијин конкрет сәрһәд гижмәтләриндән асылы оларат $\alpha_{пс}$ сәрһәд гижмәтләринин тәјини едилмәси тәклиф олунур, бу да ГП вә ГК үсулларына әсәсэн гују кәсилишиндә коллектор сүхурларын тәјини етибарлығыны артырыр.

L. A. Buryakovski, R. A. Agamaliev, Sh. M. Dibirov

**SUBSTANTIATION OF MULTIVARIATE PETROPHYSICAL
CONNECTIONS FOR THE ROCK POROSITY AND CLAYEYNES
DETERMINATION ACCORDING TO FIELD GEOPHYSICS DATA**

Multivariate petrophysical connections among surface active, dispersive and volumetric properties of strata reserve rocks are studied in deposits of the Baku archipelago, South-Apsheron water area and Low Kura-river oil and gas bearing region. The authors suggest nomograms for log qualitative interpretation and recommend to determine boundary values of α wellpotential, boundary depending on specific boundary values of clayeyness and porosity, that increases the reliability of reserve rocks separation in well sections according to the data on spontaneous polarization methods.

УДК 553.982:51.011.57:622.276.031.011.43.

В. Н. ЛУНИНА, А. А. МОВСУМ-ЗАДЕ

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПРИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ НА МОДЕЛЯХ ПЛАСТОВ

При разработке нефтяной залежи на водонапорном режиме нефтегазонасыщенность (K_1) соответственно растет. Ранее в работах [1, 2] сыщенность (K_n) соответственно растет. Ранее в работах [1, 2] была предложена динамическая модель K_n для залежей нефти и газа, разрабатываемых при водонапорном режиме:

$$K_n = \frac{100 e^{100kt}}{100 - (1 - e^{100kt})}, \quad (1)$$

где K_n — водонасыщенность в %;

t — время с момента увеличения (начала) обводнения может быть принято размерным или безразмерным;

k — коэффициент пропорциональности, в общем случае зависящий от времени.

Из анализа различных моделей процесса обводнения скважин и пластов [1] был сделан вывод, что уравнение типа логистического описывает самые разнообразные случаи изменения во времени величины обводненности, и соответствующим подбором функции $k = \varphi(t)$ можно получить аналитическое выражение (1) с числовыми коэффициентами, описывающее весь процесс обводнения. На практике наиболее часто встречаются обратные степенные зависимости $k = \varphi(t)$. Такой вывод был сделан в результате анализа, проведенного по геолого-промысловым данным динамики обводнения 60 эксплуатационных объектов 17 месторождений Азербайджана. Охвачено 24 объекта по 3 месторождениям центрального Апшерона, 30 объектов по 10 месторождениям западного Апшерона, 4 объекта по месторождению Нефтяные Камни, находящемуся в акватории Каспийского моря, а также исследования по I горизонту месторождения Мишовдаг, находящегося в Нижнекуруинской впадине. Результаты исследований по месторождению Мишовдаг были освещены в работе [2]. По каждому из объектов для кривой обводненности были найдены аналитические выражения типа (1) и коэффициента k во времени. Проведенный анализ показал, что из всех рассмотренных 60 случаев коэффициент пропорциональности k имеет обратную степенную зависимость по 58 объектам, т. е. встречается наиболее часто. Для этих случаев имеет место:

$$k = at^{-b} \quad (2)$$

с коэффициентами a и b , находящимися в пределах изменения: a — от 0,017 до 0,092 и b — от 0,4 до 1,2. Медианные значения коэффициентов: $a = 0,054$ и $b = 0,80$.

С целью расширения области применения модели (1), были выполнены экспериментальные исследования по вытеснению нефти водой на насыпных несцементированных моделях. Выполнены опыты на двух моделях однородных пластов и одной модели слоистого пласта, с целью изучения зависимости водонасыщенности K_n от времени t в процессе вытеснения.

На рис. 1 приведена схема установки, состоящей из модели пласта 6, емкости для рабочего агента 4, баллона сжатого воздуха 1, редукторов сжатого воздуха 2, 3, двух манометров 5, 7 и мензурки 8.

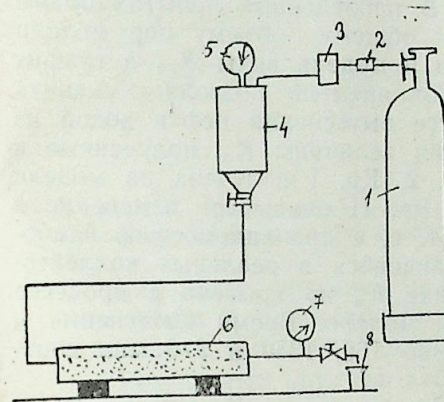


Рис. 1. Схема установки

Модель пласта представляет собой пористую среду, состоящую из кварцевого песка с диаметром зерен $< 0,25$ мм в обойме из нержавеющей стали, размерами $95 \times 14,2 \times 2,9$ см. Для предотвращения проскальзывания жидкости между стенками обоймы и пористой средней внутренней поверхностью обоймы по всей длине покрыта слоем смеси эпоксидной смолы с кварцевым песком диаметром 0,5 мм. Пористость однородных моделей $K_n = 20$ и $24,4\%$, проницаемость $K_{пр} = 4,6$ и $0,5$ мкм². Пористость двухслойной модели $K_n = 23\%$, проницаемость слоев $K_{пр1}$ и $K_{пр2}$ — $22,4$ и $1,5$ мкм² соответственно.

Пористая среда в течение суток при низком перепаде давлений (10,1 кПа) насыщались нефтью вязкостью 17,2 мПа·с в случае однородной модели и 18,5 мПа·с в случае двухслойной модели.

Процесс вытеснения происходил при комнатной температуре, требуемый перепад давлений, равный 20,3 кПа, поддерживался при помощи редукторов воздуха и двух манометров. Вытесненная жидкость через трубку попадала в мензурку 8 (см. рис. 1).

Известно, что во многих случаях при вытеснении нефти холодной водой как из однородного, так и слоистого пласта, возможно приближенное моделирование, дающее положительные результаты [3—5]. При этом механизм вытеснения нефти холодной водой из модели двухслойного пласта, имеющего различные проницаемости, объясняется следующим: сначала нагнетаемая вода перемещается как бы в

соответствии с проницаемостями слоев и линия ее контакта с нефтью в малопроницаемом слое отстает от фронта продвижения воды в более проницаемом пропластке. В дальнейшем, по мере продвижения воды, указанное опережение (за счет явления перетока) постепенно погашается. Только при достижении фронтом воды характерной безразмерной величины $L/\sqrt{K_{пр2}}$ (где L — длина модели, $K_{пр2}$ — проницаемость менее проницаемого пропластка) происходит полное выравнивание водонефтяного контакта. Автомодельное значение параметра $L/\sqrt{K_{пр2}}$ учитывалось при выполнении опыта на двухслойной модели пласта. Опыт на слоистой модели проводился в области автомодельности параметра $L/\sqrt{K_{пр2}}$.

В экспериментах остаточная водонасыщенность не моделировалась и $K_{0в}$ принят равным нулю. В проведенных опытах объем вытесненной нефти по отношению к общему объему пор модели пласта равен количеству внедрившейся в модель воды $K_{в}$, а график изменения коэффициента вытеснения от времени позволяет оценить изменение коэффициента $K_{в}$ в процессе вытеснения нефти водой из модели пласта. Относительные значения величины $K_{в}$, полученные в результате опыта, показаны на рис. 2. Кр. I получена на модели однородного пласта с $K_{пр} = 4,6$ мкм², кр. II описывает изменение в однородном пласте с $K_{пр} = 0,5$ мкм² (т. е. с проницаемостью, наиболее близкой к проницаемости, встречающейся в реальных коллекторах) и кр. III характеризует изменение $K_{в}$ во времени в процессе обводнения неоднородной двухслойной модели. Время вытеснения в первом, втором и третьем опытах равно 160, 1380 и 270 мин соответственно.

Для описания изменения во времени величины $K_{в}$ использовано, как и в работе [1], логическое уравнение (1). В расчетах для получения решения в общем виде время взято безразмерным в соответствии с соотношением $t^* = \frac{t}{t_{max}}$, где t — текущее время, а t_{max} —

время с момента появления воды до конечной нефтеотдачи; $K_{в}$ взято в процентах.

Для каждого конкретного значения t и $K_{в}$ найдено значение k , построены графики его изменения во времени (рис. 2б) и найдено единое аналитическое выражение типа (1) для каждой из трех кривых имеющее следующий вид:

$$K_{в} = \frac{100 \exp [100 at^{1-b}]}{100 - [1 - \exp [100at^{1-b}]} \quad (3)$$

Коэффициент пропорциональности $k = \varphi(t)$ для всех полученных в результате опытов значений имеет вид обратной степенной зависимости, аналогичной (2), с соответствующими коэффициентами a и b для каждой кривой.

Значения указанных коэффициентов приведены ниже:

№ модели пласта	a	b
I	0,048	0,88
II	0,048	0,64
III	0,041	0,88

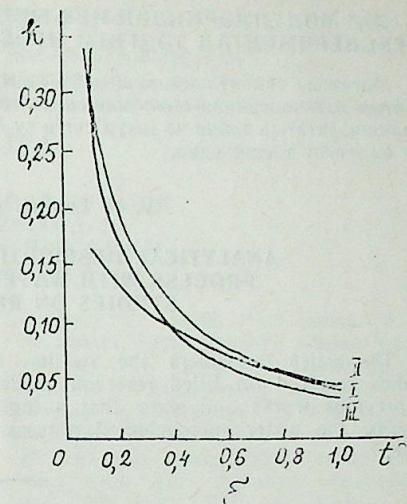
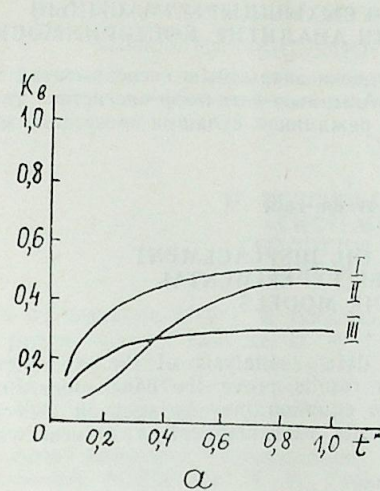


Рис. 2. Зависимости изменений $K_{в}$ (а) и k (б) от безразмерного времени t в процессе вытеснения нефти водой на модели пласта

Как видно, значения коэффициентов a и b , полученные в результате опыта в лабораторных условиях на моделях пласта, находятся в пределах изменения коэффициентов по промысловым данным.

Результаты анализа экспериментальных исследований на насыпных моделях пласта не противоречат выводам, сделанным ранее в работах [1, 2] о том, что уравнение типа логистического с коэффициентами пропорциональности k , меняющимися в процессе вытеснения нефти водой, может быть использовано для описания процесса обводнения залежей с искусственным или естественным водонапорным режимом. Тот факт, что наиболее часто встречаются обратные степенные зависимости коэффициента пропорциональности k от времени, свидетельствует о том, что с увеличением обводненности в процессе эксплуатации залежей нефти и газа темп роста обводненности со временем, как правило, замедляется.

Литература

1. Буряковский Л. А., Лунина В. Н. Использование уравнения типа логистического как модели обводнения нефтяных скважин и пластов. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 5.
2. Буряковский Л. А., Лунина В. Н. Некоторые закономерности обводнения скважин залежи I горизонта ПТ месторождения Мишовдаг. — АНХ, 1982, № 12.
3. Аббасов А. А., Меликов М. А. К моделированию процесса вытеснения нефти. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1960, № 3.
4. Егорова И. И., Оганджянц В. Г. Моделирование процессов вытеснения нефти из слоистых пористых сред. — Изв. АН СССР. Сер. Механика и машиностроение, 1960, № 3.
5. Эфрос Д. А. Исследование фильтрации неоднородных систем. — М.: Гостоптехиздат, 1963.

В. Н. Лунина, Э. А. Мөвсүмзадэ

**ЛАЈ МОДЕЛЛЭРИНДЭН НЕФТИН СУ ИЛЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНЫН
ЭКСПЕРИМЕНТАЛ ТЭДГИГИ ПРОСЕСИНИН АНАЛИТИК КӨСТЭРИЛМЭСИ**

Мэгалэдэ сементләнмәмиш нефть лајы моделиндәки апарылмыш экспериментал тәдгигатын нәтичәләрини анализиндән данышылып. Алынмыш нәтичәләр «логистик» типли тәнлијин, јатағын тәби вә јахуд сүни су басғылы режиминдә, сулашма процесини мүмкүн олдуғуну тәсдиг едир.

V. N. Lunina, A. A. Movsum-zade

**ANALYTICAL DESCRIPTION OF OIL DISPLACEMENT
PROCESS WITH WATER UNDER EXPERIMENTAL
STUDIES ON RESERVOIR MODELS**

The article considers the results of the data analysis of the experimental studies received on filled reservoir models. This results prove the conclusions made in previous works and show that a logistic type equation may be used in order to describe the water encroachment process of deposits with artificial or natural water drive.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ
Јер елмләри серијасы, 1987, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1987, № 2

ХРОНИКА

**II ВСЕСОЮЗНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В
ГЕОЛОГИИ (ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И
ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ)»**

9—11 сентября 1986 г. в Московском институте нефти и газа им. И. М. Губкина в соответствии с планами ГКНТ и Минвуза СССР проведена II Всесоюзная конференция «Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты)». Конференция организована МИНГ им. И. М. Губкина и Институтом проблем геологии и извлечения нефти и газа АН СССР.

На конференции присутствовали представители 133 производственных организаций и институтов различных министерств и ведомств. В ее работе приняли участие более 500 человек, в том числе представители АН СССР, Минвуза, Миннефтепрома, Мингазпрома, Мингео СССР, других отраслевых союзных и республиканских министерств, АН союзных республик и республиканских министерств высшего и среднего специального образования, а также МИНГ имени И. М. Губкина.

На пленарных заседаниях заслушано 11 докладов. В обсуждении докладов выступило 10 человек. На 9 секциях заслушано и обсуждено 108 сообщений. Они охватывают следующие направления: общеметодологические проблемы системных исследований в геологии, системомыследательностный подход в геологии и геотехнике, системная организация геологического знания и геологической информации, системный подход при планировании, управлении и организации геолого-разведочных работ, системный подход при общегеологических исследованиях недр, системный подход в нефтегазовой геологии, геофизике и геохимии, системный подход в рудной геологии и металлогении, системный подход при аэрокосмическом исследовании недр, системный подход в инженерной геологии, гидрогеологии и организации природопользования. По данным направлениям также сделаны стендовые сообщения, в которых приняло участие свыше 200 человек. Кроме того, проведено две дискуссии за «круглым

столом» по темам «Что может и что не может дать геологу общая теория систем? Сто вопросов, ответов, дискуссий», «Перспективы развития системных исследований в геологии». В каждой из них приняли участие 60—80 чел. На заседаниях секций было заслушано два доклада представителей ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР.

Конференция полностью поддержала отраженную в «Основных направлениях социального и экономического развития СССР на 1986—1990 годы и до 2000 года» и в постановлении ЦК КПСС «По ускорению научно-технического прогресса» установку на совершенствование методологии научной и практической деятельности как одно из ведущих средств ускорения научно-технического прогресса. Участники конференции считают, что одной из характерных черт современной науки является усиление интегративных тенденций на базе использования во всех отраслях знаний общенаучных методологических подходов, современных методов моделирования явлений и процессов и автоматизированных средств хранения и обработки информации, и подчеркивают, что системный подход представляет собою оптимальную методологическую основу кардинальной перестройки геологической науки и практики с целью ускорения и интенсификации развития минерально-сырьевой базы страны.

Участники конференции отметили, что в период между I и II конференциями в развитии системного подхода в геологии достигнут значительный прогресс как в организационном, так и в содержательном плане.

В ходе конференции подтвержден вывод о наличии в современной геологии трех направлений использования системного подхода, которые находят свое выражение в концепции естественности систем геологии, концепции целевого выделения систем и активно

развивающемся системодетельностном подходе.

Участники конференции считают, что достигнутый уровень применения системного подхода в геологии и все расширяющийся интерес к системной методологии со стороны геологов требуют консолидации их усилий на базе единой теоретико-методологической платформы, обобщающей накопленный опыт системного подхода в геологии и служащей основой его дальнейшего совершенствования. Для разработки указанной платформы и координации научной и практической деятельности по применению системного подхода в геологии конференция рекомендует создать при Минвузе СССР межведомственный совет по системным исследованиям в геологии.

Дальнейшие усилия по применению системного подхода в геологии необходимо сосредоточить на системной организации геологического знания и геологической информации в условиях широкого применения компьютерной технологии хранения и обработки данных; системной организации геологической деятельности и оптимизации геолого-разведочного процесса; системном подходе в комплексировании геолого-геофизических методов изучения геологического строения и минеральных ресурсов недр; системном подходе при решении проблем экологии и природопользования.

Отмечая важность теоретических исследований и практических решений разносторонних вопросов применения системного подхода в геологии, подчеркивая их актуальность, участники II Всесоюзной конференции приняли решение:

1. Просить Минвуз СССР создать межведомственный совет по системным исследованиям в геологии при Минвузе СССР.

2. Просить министерства и ведомства — организаторов конференции включить в программу научно-исследовательских работ на XII пятилетку исследования по применению системного подхода в геологии по тематике, согласованной с межведомственным советом при Минвузе СССР.

3. Просить Госкомиздат СССР дать разрешение на публикацию ежегодника «Системный подход в геологии».

4. На базе кафедры системно-геологических исследований литосферы МИНГ им. И. М. Губкина продолжить методологическое обучение студентов, аспирантов, педагогических и научных работников.

5. Рекомендовать материалы II Всесоюзной конференции «Системный подход в геологии» к публикации.

*Л. А. Буряковский,
Р. Д. Джебваншир*

ХРОНИКА

ВОПРОСЫ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ ИЗУЧЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПОРОВОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

29 мая 1986 г. в Институте проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджанской ССР по инициативе Научного совета по проблеме разработки месторождений нефти и газа состоялась научная сессия, посвященная вопросам теории и практики изучения и прогнозирования аномальных давлений поровой жидкости для решения задач поисков, разведки, бурения и разработки месторождений.

Заслушав и обсудив доклад Р. Д. Джебваншира «Формирование геофлюидальных давлений и прогнозирование коллекторских и экранирующих свойств пород в Южно-Каспийском осадочно-породном нефтегазоносном бассейне» (ИПГНГМ АН АзССР), а также выступления участников научной сессии, Научный совет отмечает, что реализация задач, поставленных XXVII съездом КПСС по дальнейшему развитию нефтегазодобывающей промышленности нашей страны, в значительной мере связана с повышением эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ, бурения и эксплуатации скважин, разработки месторождений углеводородов. В этой связи весьма актуальными являются фундаментальные и научно-прикладные исследования по изучению и прогнозированию аномально-высоких пластовых давлений (АВПД), коллекторских и экранирующих свойств пород для решения задач поисков, разведки, бурения и разработки месторождений нефти и газа.

В данном направлении в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР получены важные результаты по созданию теоретических моделей, методов изучения и прогнозирования аномальных давлений, коллекторских и экранирующих свойств пород в условиях АВПД. Эти результаты охватывают широкий круг вопросов, включая разработку теорети-

ческих основ формирования и развития поровых давлений, разработку теории и методики прогнозирования физических свойств коллекторов и покрышек, разработку методов изучения и прогнозирования АВПД геофизическими и технологическими методами, экспериментальные исследования литолого-минералогических особенностей глинистых пород в аномальных термобарических условиях, разработку методов использования АВПД при решении задач поисков и разведки месторождений нефти и газа, разработку методики оценки величины массопереноса по геофизическим и гидродинамическим данным и др.

Интересные работы выполнены в научно-исследовательских организациях, представивших доклады на научную сессию. В частности, следует отметить выступление Б. Л. Александрова, посвященное комплексному изучению и прогнозированию АВПД и устойчивости ствола скважины в терригенном разрезе геолого-геофизическими методами, а также С. Г. Фурсина о методике оперативной оценки давлений по данным устьевой информации в процессе бурения скважин.

Состоялось широкое обсуждение доклада и выступлений участников сессии, после которого Научный совет АН Азербайджанской ССР по проблемам разработки месторождений нефти и газа принял решение одобрить доклад ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР о работах в области развития теоретических и прикладных основ изучения и прогнозирования аномальных давлений поровой жидкости, коллекторских и экранирующих свойств пород и принять к сведению выступления участников сессии.

Рекомендовано научным и производственным организациям, курируемым Научным советом, продолжить исследования по созданию и усовершенствованию

ванию теоретических основ, методов изучения и прогнозирования аномальных давлений поровых флюидов.

Рекомендовано ИПГНГМ Азербайджанской ССР и другим научным и производственным организациям использовать при поисках и разведке залежей нефти и газа предложенные способы определения и прогнозирования пластовых давлений, устойчивости ствола скважины, фильтрационно-емкостных свойств пород, высотного положения водо- или газоводяного контакта, а также предложенную методику оценки проявлений внутреннего водонапорного режима при проекти-

ровании и анализе разработки залежей нефти и газа.

Для прогноза перспектив нефтегазонасности больших глубин (до 10 км) принято решение использовать предложенные методы прогнозирования геофлюидальных давлений, коллекторских и экранлирующих толщ, а также конкретные результаты по оценке этих параметров в Южно-Каспийской впадине.

Принято решение опубликовать подготовленные бюро Научного совета материалы научной сессии.

*Л. А. Буряковский,
Л. И. Аллахвердиева*

МУНДЭРИЧАТ

М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзадэ, Ф. Н. Оручэлијев. Јункүл нефтин сүзүлмәсинин тәдгигинә даир	3
К. Н. Чәлилов, Р. К. Мейманов. Реал газын килли ләјларда гују- лара ахыны һаггында	8
Т. М. Ибраһимов, Г. И. Чалалов. Гәрарлашмамыш сүзүлмә шәраитидә чатлы-мәсамәли ләјларын һидродинамик параметрләринин градиент үсул- ларындан истифадә едәрәк идентификасијасы	15
Н. М. Чәфәрова, М. Ә. Рәсулов, Х. А. Фејзуллајев. Ниссә-ниссә бирчине мәсамәли мүнүтдә гәрарлашмамыш газ ахынынн әдәди һәлли	21
Т. Г. Рамазанов. Хәтти-ирси хусусијәтли ләјда јерләшән јүксәк кечиричликли пәнчәрәјә мајенин сүзүлмәси	29
И. Ә. Нәсруллајев, Д. Г. Алмәмәдов. Еластик мајенин даирәви ләјда эксентрик јерләшдирилмиш, гујудиби тәзјиги мәлум олан һалда гујуја ахыны	36
Г. Н. Чәлилов, З. Б. Гулијева, Ф. И. һачыјева. Чохләјлы газ јатагларынын әјрылыгда ишләнмәси һаггында	42
А. И. Әлијев, А. Б. Листенгартен, Р. А. Акопјан. Дәниз нефт јатагларынын ишләнмәсинин сәмәрәли һүдудунун тәјин едләнмәси	49
К. М. Меймандаров. Азәрбајчанын бир нечә јатагларында нефтин чыхарылмасынын прогнолашдырылмасы	54
Д. Б. Листенгартен. Дәниз јатагларынын спесифик хусусијәтләринин нәзәрә алмагла онларын ишләнмәси гәјдаларынын елми әсаслары	61
М. Т. Абасов, М. А. Опритс, Ф. Н. Оручэлијев, М. К. Виноградов, М. В. Панин. Азәрбајчанын бөјүк дәринликләриндә јерләшән газ- конденсат јатагларынын термодинамик тәһлили	66
А. М. Гулијев, М. К. Виноградов, М. А. Опритс. Маје карбоһидрокенләринин башлыча тәркибинин газ-конденсат системләри түкәнмә просесинә тәсири мәсәләсинә даир	73
Т. М. Ибраһимов, Г. И. Чалалов, Н. Ч. Таһиров, А. А. Саркисов, Ч. Ш. Ибраһимов. Гејри-хәтти изотерм областында сәтһи актив маддәләрин адсорбсијасынын динамикасынын параметрләринин тәјини үсулуна даир	79
Б. А. һачыјев, Р. М. Хасыјев. Фазларарасы кимјәви реаксијаны нәзәрә алмагла чохфазлы мүнүтдә гәрарлашмамыш конвектив күтләләр мүбадиләси просесинин нәзәри тәдгиги	85
Н. Ч. Таһиров, А. И. Кәләнтәров, Н. Ә. Абдуллајев. Температур вә сүхур дәнәчикләри сәтһиндәки кил өртүјүңүн сүјун капилјардакы галхымына тәсири	91
Н. Ч. Таһиров, Ф. Н. Кәримова, М. А. Барјаккина, Ф. Ч. Мейдијев. Чат моделдән карбоһидрокенли мајеләрин магнитләшмиш су илә капилјар сыхышдырылмасы	95
М. К. Сејид—Рза, Л. М. Матвејенко, Е. М. Сүләјманов. Мәһсулдар горизонтларын һидродинамик һәјәчанланмасы заманы су ләјларынын селектив изолјасијасы механизми	100
С. Ф. Шабанов, Р. Ә. Мусајев, Р. М. Әлијев. Балаханы-Сабунчу-Раманы јатагынын сулашма шәраитидә ләј флүидләринин сәтһи кәрилмәсинә температурун вә һидрокимјанын тәсири	107
И. С. Чәфәров, Е. А. Зејналов. Тортај јатагында ләјларын тәснинфаты үңүн гујуларын кеофизики тәдгигат материалларынын комплекс интерпретасијасы	113
Л. А. Бурјаковскиј, Р. А. Ағамалыјев, Ш. М. Дибиров. Мәдән кеофизикасы әсаында сүхурларын мәсамәллији вә киллилијинин тәјини үңүн чохөлчүлү петрофизики рабитәләрин әсастандырылмасы	118
В. Н. Лунина, Ә. А. Мөвсүмзадэ. Ләј моделләриндән нефтин су илә сыхышдырылмасынын експериментал тәдгиги просесинин аналитик көстәрилмәси	128
Хроника	
Л. А. Бурјаковскиј, Р. Д. Чаваншир. II Умумиттифаг конфрансы: «Кеолокијада системли мүнәсибәт (нәзәри вә тәтбиги бахымдан)	133
Л. А. Бурјаковскиј, Л. И. Аллахвердиева. Бухар мајесинин аномал тәзјигинин нәзәријә вә тәчрүбәсинин өјрәнилмәси вә пргнолашдырылмасынын нефт јатагларынын ахтарышы, кәшфијаты газылмасы вә ашкара чыхарылмасы мәсәләләриндә ролу	135

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзаде, Ф. Г. Оруджалиев. К исследованиям фильтрации летучей нефти	3
К. Н. Джалилов, Р. К. Мехманов. О движении реального газа к скважинам в глинизированных пластах	8
Г. М. Ибрагимов, Г. И. Джалалов. Идентификация гидродинамических параметров трещиновато-пористых пластов при нестационарной фильтрации с использованием градиентных методов	15
Н. М. Джафарова, М. А. Расулов, Х. А. Фейзуллаев. Численное решение неустановившегося течения газа в кусочно-однородной пористой среде	21
Т. К. Рамазанов. Фильтрация жидкости к высокопроницаемому окну, находящемуся в пласте с линейно-наследственными свойствами	29
И. А. Насруллаев, Д. Г. Алмамедов. Приток упругой жидкости к эксцентрично расположенной скважине с заданным забойным давлением в круглом упругом пласте	36
К. Н. Джалилов, З. Б. Кулиева, Ф. И. Гаджиева. О отдельной разработке многопластовых газовых месторождений	42
А. И. Алиев, Л. Б. Листенгартен, Р. А. Акопян. Об определении предельно-рентабельной границы разработки морских нефтяных месторождений	49
К. М. Мехмандаров. Прогнозирование добычи нефти по некоторым месторождениям Азербайджана	54
Л. Б. Листенгартен. Правилам разработки — научную основу учета специфики морских месторождений	61
М. Т. Абасов, М. А. Оприц, Ф. Г. Оруджалиев, М. К. Виноградов, М. В. Панин. Термодинамический анализ глубокозалегающих газоконденсатных месторождений Азербайджана	66
А. М. Кулиев, М. К. Виноградов, М. А. Оприц. К вопросу о влиянии начального содержания жидких углеводородов (УВ) на процесс истощения газоконденсатных систем	73
Г. М. Ибрагимов, Г. И. Джалалов, Н. Д. Таиров, А. А. Саркисов, Ч. Ш. Ибрагимов. К методу определения параметров динамики адсорбции ПАВ в нелинейной области изотермы	79
Б. А. Гаджиев, Р. М. Хасаев. Теоретические исследования нестационарного конвективного массообмена в многофазной среде с учетом химической реакции между фазами	85
Н. Д. Таиров, А. И. Калантаров, Г. А. Абдуллаев. Влияние температуры и глинизации поверхности зерен пород на капиллярное поднятие воды	91
Н. Д. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Барякина, Ф. Д. Мехтиев. Изучение капиллярного вытеснения из щели углеводородных жидкостей омагниченной водой	95
М. К. Сеид-Рза, Л. М. Матвеевко, З. М. Сулейманов. Механизм селективной изоляции водоносных пластов при гидродинамическом возмущении продуктивного горизонта	100
С. Ф. Шабанов, Р. А. Мусаев. Влияние температуры и гидрохимии на поверхностное натяжение пластовых флюидов Балаханы—Сабунчи-Раманинского месторождения в условиях заводнения	107
И. С. Джафаров, Э. А. Зейналов. Комплексная интерпретация материалов ГИС для классификации пластов на месторождении Тортай	113
Л. А. Буряковский, Р. А. Агамалиев, Ш. М. Дибиров. Обоснование многомерных петрофизических связей для определения пористости и глинистости пород по данным промысловой геофизики	118
В. Н. Лунина, А. А. Мовсумзаде. Аналитическое описание процесса вытеснения нефти водой при экспериментальных исследованиях на моделях пластов	128

Хроника

Л. А. Буряковский, Р. Д. Дживаншир. II Всесоюзная конференция «Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты)»	133
Л. А. Буряковский, Л. И. Аллахвердиева. Вопросы теории и практики изучения и прогнозирования аномальных давлений поровой жидкости для решения задач поисков, разведки, бурения и разработки месторождений нефти и газа	135

Сдано в набор 20.04.87. Подписано к печати 07.08.87.

ФГ 15846. Формат 70×100¹/₁₆. Бумага типографская № 1.

Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 11,37.

Усл. кр.-отт. 11,37. Уч.-изд. лист 9,5. Тираж 545. Заказ 494. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм».

370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31, Академгородок, Главное здание.

Типография АН Азербайджанской ССР, проспект Нариманова, 31.