

11-109/2  
4

ISSN 0002-3124  
АЗЕРБАЙЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫ  
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

---

# ХӘБӘРЛӘР ИЗВЕСТИЯ

Ј Е Р Е Л М Л Ә Р И  

---

Н А У К И О З Е М Л Е

4 • 1984

АЗЕРБАЙДЖАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

ХӘБӘРЛӘРИ

ИЗВЕСТИЯ

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ҶЕР ЕЛМЛӘРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

★

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

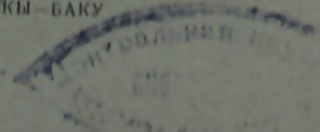
Нефть

№ 4

---

1984

„ЕЛМ“ НӘШРИЈАТЫ — ИЗДАТЕЛЬСТВО „ЕЛМ“  
БАКЫ — БАКУ



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: М. Т. Абасов (главный редактор), Г. А. Алиев, А. А. Ализаде, К. А. Али-заде, Ак. А. Али-заде, Г. А. Ахмедов, Ф. М. Багир-заде, Б. А. Будагов, М. П. Гули-заде, Г. И. Джалалов (ответственный секретарь), К. Н. Джалилов, Ш. Н. Мамедов, Ш. Ф. Мехтиева, А. Д. Султанов, К. М. Султанов, Э. Ш. Шихалибеги (зам. главного редактора), Э. М. Шихлинский (зам. главного редактора),

Сдано в набор 12.09.84. Подписано к печати 26.12.84. ФГ 00817. Формат бумаги 70×100<sup>1/16</sup>. Бумага типографская № 1. Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 10,4. Усл. кр.-отт 10,4. Уч.-изд. лист 8,99. Тираж 530. Заказ 964. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм».

370143 Баку—143, проспект Нариманова, 31. Академгородок, Главное здание.

Новая книжная типография Государственного комитета Азербайджанской ССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Баку, ул. Али Таги-заде, 4.

© Издательство «Элм», 1984 г.

Адрес: г. Баку, Коммунистическая, 10. Редакция «Известий Академии наук Азербайджанской ССР (серия наук о Земле).

УДК 622.276.21:532.5

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

### К ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ ЛЕГКИХ НЕФТЕЙ ВОДОЙ

Разработка залежей легких нефтей связана с движением в пористой среде под действием гидродинамического напора легко испаряющейся в пластовых условиях углеводородной жидкости. Отмеченный процесс сопровождается интенсивным массопереносом потенциально жидких углеводородов в пластовой газовой фазе. Учет этого фактора носит дополнительную сложность в математическое описание процесса фильтрации такой жидкости в пористой среде.

Таким образом, фильтрация летучих нефтей представляет собой движение в пористой среде существенно взаиморастворимых углеводородных жидкостей. В настоящее время существуют два подхода к решению задачи математического моделирования рассматриваемого процесса. Первый формирует модель исследуемого процесса с позиций фильтрации многокомпонентных смесей [8, 9, 11 и др.]. Второй подход [6] основывается на бинарной модели, в которой фильтрация летучей нефти представляется движением двухфазной и двухкомпонентной углеводородной жидкости [1, 2]. Отметим, что бинарная модель позволила выполнить широкий круг исследований [3 — 6, 9 др.] по фильтрации легких нефтей и разработке их залежей на режимах истощения и водонапорном.

Ниже, в продолжение отмеченных исследований, рассматривается процесс вытеснения легкой нефти водой. Режим работы залежи принят жестководонапорным. Залежь эксплуатируется с постоянным темпом отбора нефти при условии сохранения постоянных дебитов скважин. Расчеты выполнялись в двух вариантах, отличающихся отборами нефти из залежи в единицу времени или, с учетом постоянства дебитов, числом добывающих скважин, при следующих исходных данных:

$$\begin{array}{lll} P_0 = 34,42 \text{ МПа}; & Q_0 = 31,95 \cdot 10^6 \text{ м}^3, & V_n = 15 \cdot 10^6 \text{ м}^3; \\ F_n = 0,48; & \rho_{\text{ост}} = 0,4; & m = 0,2; \quad h = 10 \text{ м} \\ q_{n1} = 500 \text{ м}^3/\text{сут}; & q_{n2} = 250 \text{ м}^3/\text{сут}; & n_1 = 4 \text{ скв}; \\ n_2 = 6 \text{ скв}; & r_{k_0} = 2256 \text{ м}; & r_0 = 3r_{k_0}, \end{array}$$

где  $P_0$  — начальное пластовое давление;  $Q_0$  — начальный объем пор залежи;  $V_n$  — начальный балансовый запас нефти;  $\rho_{\text{ост}}$  — остаточная насыщенность за фронтом вытеснения;  $F_n$  — фазовая проницаемость для

$\bar{K}_H, \rho, \Omega_H, \Gamma$

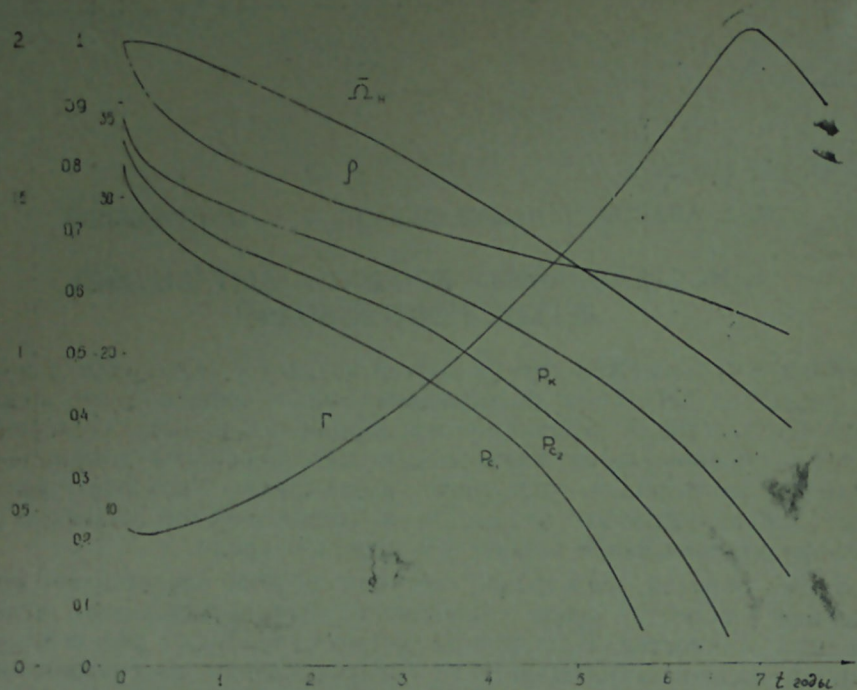


Рис. 1. Основные показатели разработки залежи на водонапорном режиме ( $n_1 = 4$ ;  $P_{c1}$  при  $q_{n1} = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $P_{c2}$  при  $q_{n2} = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$ )

воды в области внедрения;  $m$ —пористость;  $h$ —мощность;  $n_1, n_2$ —число добывающих скважин по вариантам;  $q_{n1}, q_{n2}$ —дебит скважины по вариантам;  $r_{ка}$ —начальный радиус залежи;  $r_0$ —радиус контура питания.

Результаты расчетов представлены на рисунках 1—4.

На рис. 1 показано изменение основных показателей при отборе из залежи 2 тыс.  $\text{м}^3$  нефти в сутки. При этом изменение забойного давления во времени при дебите одной скважины в  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$  описывается кривой  $P_{c1}(t)$ , а при дебите равном  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ — $P_{c2}(t)$ .

На рис. 2 отражен процесс разработки той же залежи, но при темпе отбора нефти в полтора раза большем, чем в случае, приведенном выше. Кривые  $P_{c1}(t)$  и  $P_{c2}(t)$ , как и раньше, соответствуют условиям работы скважин с заданными дебитами, равными 500 и  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ , соответственно. Из сопоставления одноименных показателей на рисунках 1 и 2 видно, что увеличение темпа отбора нефти привело к заметному снижению внедрения воды в залежь в функции суммарного отбора, увеличению темпа падения пластового давления и к более высоким значениям газового фактора.

На рис. 3 приведено изменение во времени безразмерного (относительного к своему первоначальному значению) коэффициента продуктивности  $\bar{K}_H$  добывающих скважин. Нетрудно заметить, что коэффи-

$\Gamma, \rho, \Omega_H, P$

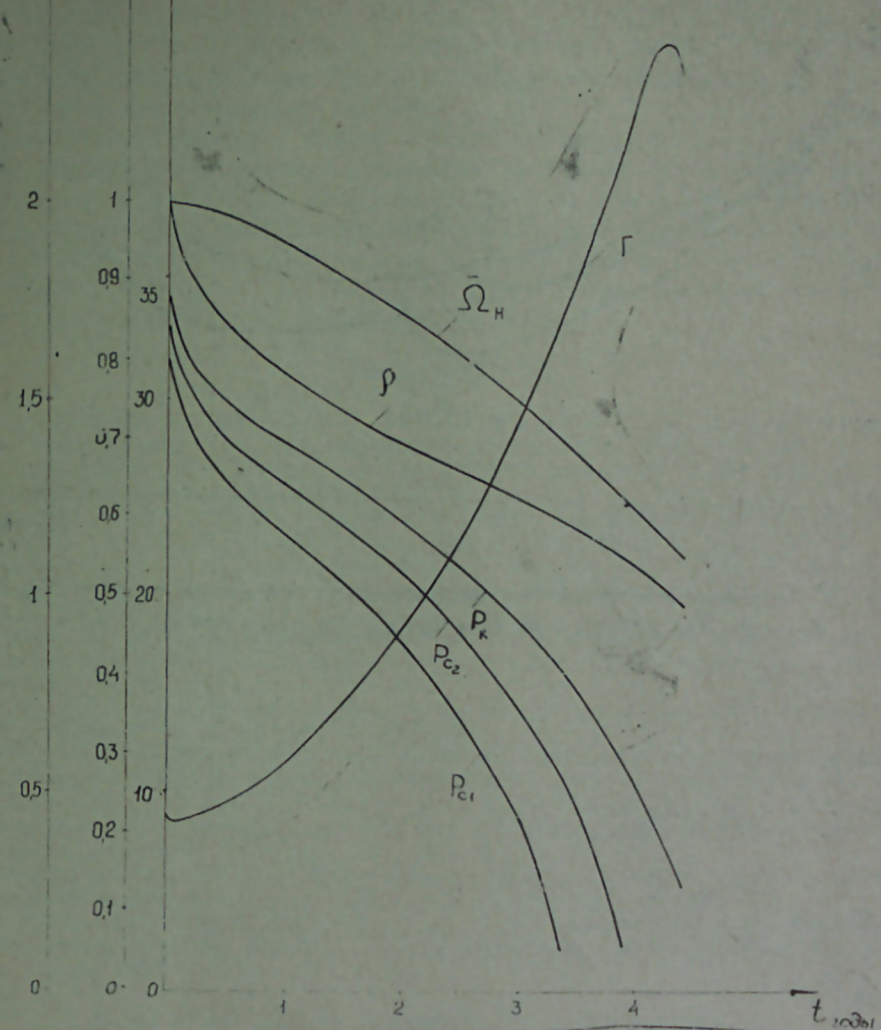


Рис. 2. Основные показатели разработки залежи на водонапорном режиме ( $n_2 = 6$ ,  $P_{c1}$  при  $q_{n1} = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $P_{c2}$  при  $q_{n2} = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$ )

циенты продуктивности при работе скважин с постоянными дебитами имеют характерный для рассматриваемого случая вид. Они увеличиваются слегка в начале процесса разработки, длительное время снижаются и в поздний период разработки вновь растут. При этом более высоким заданным дебитам скважин соответствуют более высокие значения коэффициентов продуктивности.

На рис. 4 показано изменение коэффициентов продуктивности в функции пластового давления. Здесь, как видим, более отчетливо просматриваются характерные особенности изменения коэффициентов продуктивности скважин, продуцирующих летучими нефтями. Из взаимного расположения кривых отчетливо видно, что и работа скважин

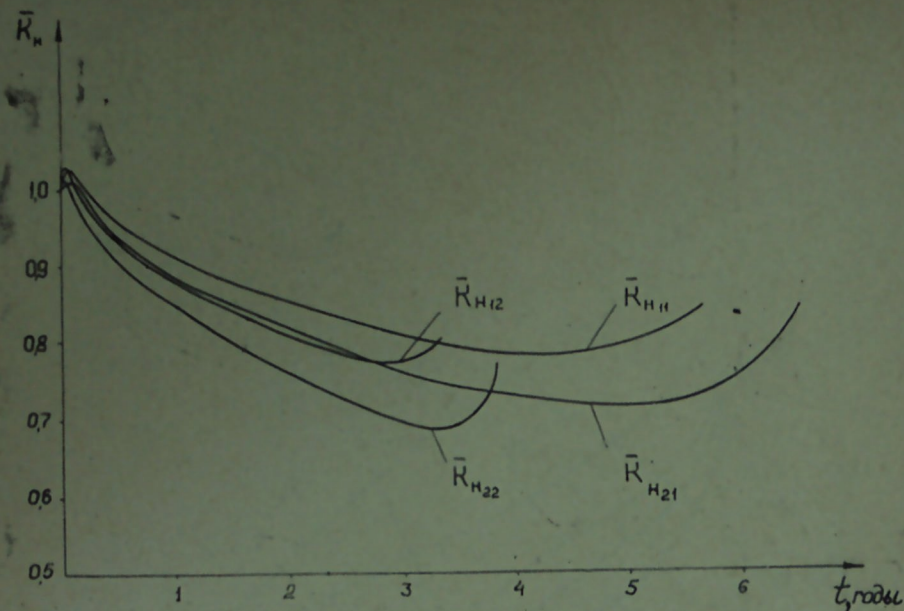


Рис. 3. Изменение коэффициентов продуктивности скважин во времени  $\bar{K}_{n11}$  при  $q_{n1}$  и  $n_1$ ;  $\bar{K}_{n12}$  при  $q_{n1}$  и  $n_2$ ;  $\bar{K}_{n21}$  при  $q_{n2}$  и  $n_1$ ;  $\bar{K}_{n22}$  при  $q_{n2}$  и  $n_2$ )

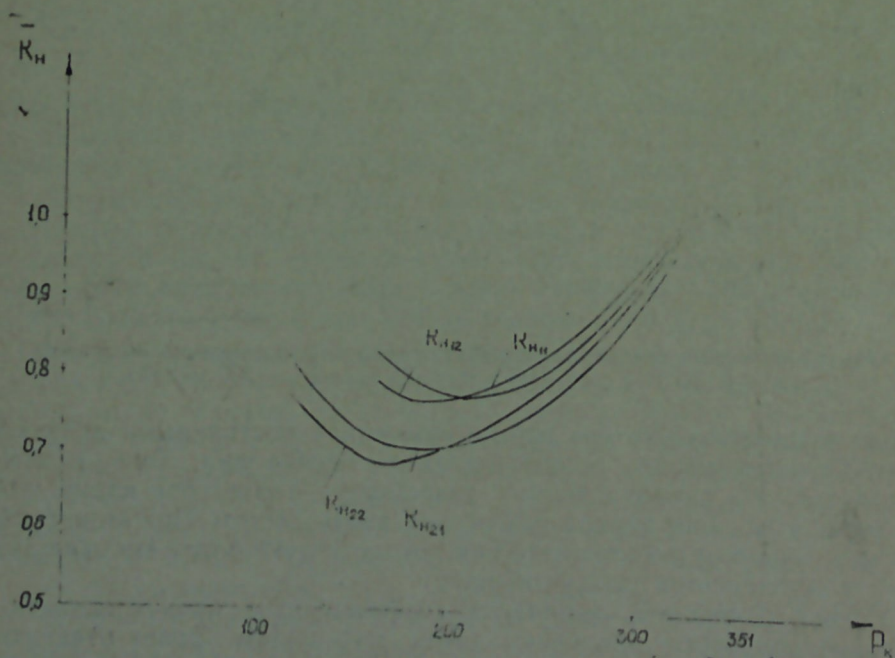


Рис. 4. Изменение коэффициентов продуктивности в функции пластового давления (обозначения те же, что и на рис. 3)

с высокими дебитами и высокие темпы отбора нефти из залежи при фиксированных дебитах скважин обеспечивают более высокие значения коэффициентов продуктивности в функции пластового давления при  $20,59 \text{ МПа} < P < 34,42 \text{ МПа}$  и больший рост  $\bar{K}_n$  в первый период.

В поздний период разработки (при  $P_k < 19,61 \text{ МПа}$ ) картина меняется. Если увеличение дебита скважин вновь и даже сильнее увеличивает  $\bar{K}_n$ , то увеличение темпа отбора нефти из залежи уже несколько уменьшает текущие значения  $\bar{K}_n(P_k)$ .

Кроме того, высокие темпы отбора нефти приводят к высоким темпам снижения пластового давления. Поэтому отмеченная выше закономерность изменения коэффициентов продуктивности с падением пластового давления во времени (см. рис. 3) не сохраняется. Практически на всем протяжении процесса более высоким темпам дренирования залежи соответствуют меньшие по величине значения коэффициентов продуктивности добывающих скважин.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г. К расчетам разработки газоконденсатно-нефтяных месторождений.—Азерб. нефтяное хозяйство, 1933, № 10, с. 21—24.
2. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси.—ДАН Азерб. ССР, 1936, № 4.
3. Абасов М. Т., Дадаш-заде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. Вытеснение нефти водой.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1981, № 4, стр. 3—10.
4. Абасов М. Т., Дадаш-заде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. К вопросам истощения залежей легких нефтей.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1982, № 3, стр. 83—88.
5. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле 1978, № 4, стр. 9—15.
6. Дадаш-заде Х. И. Об одной особенности притока легкой нефти к скважине. Деп. в ВИНТИ 24 марта 1983, № 1486—83.
7. Желтов Ю. П., Розенберг М. Д. О фильтрации многокомпонентных систем.—Научно-технич. сб. по добыче нефти, ВНИИ, 1952, вып. 18, с. 9—13.
8. Курбанов А. К., Розенберг М. Д., Желтов Ю. П. и др. О движении многокомпонентных углеводородных смесей в пористой среде.—Научно-технич. сб. по добыче нефти, ВНИИ, 1964, вып. 24, с. 41—43.
9. Оруджалиев Ф. Г. Опережающая разработка нефтяной области газоконденсатно-нефтяной залежи.—Деп. в ВИНТИ 28 августа 1978, № 2904—78.
10. Розенберг М. Д., Кундин С. А., Курбанов А. К. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах.—М., Недра, 1969.

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

#### ЈУНКЉ НЕФТИН СУ ИЛӘ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ ПРОСЕССИНИ ТӘДГИГИНӘ ДАИР

Мағаләдә јункүл нефт јатағларының субасғылы режиминдә ишләnmәси просесини тәдгигиниң нәтичәләри верилмишдир. Бурада нефт чыхарылмасы темпиниң просесин әсас кәстәричиләринә тәсири кәстәрилмиш, јункүл нефт верән гујуларыл мәһсулдарлығ әмсалының дәјишмәси характери тәјин едилмишдир.

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

#### TO THE PROCESS OF LIGHT OIL DISPLACEMENT BY WATER

The article gives the investigation results of the process of light oil deposit development on water drive. The influence on the main indices of oil recovery rate process is shown and the character of change of well productivity coefficients producing volatile oils is determined as well.

УДК 622.276.21

Г. И. ДЖАЛАЛОВ, А. М. МАМЕДОВ

**О НЕУСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ  
 К НЕСОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЕ В ТРЕЩИНОВАТО-  
 ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ**

Фильтрация жидкости к несовершенным скважинам в гранулярных средах исследована достаточно широко. Как отмечено в работах [5, 7], для гидродинамических расчетов процесса разработки массивных трещиноватых месторождений необходимо рассматривать движение жидкости к несовершенным скважинам. Аналитические решения фильтрационных задач в такой постановке для трещиновато-пористых сред оказываются весьма сложными и в литературе имеются только некоторые их результаты, которые могут быть использованы в качестве тестовых примеров. Некоторые частные случаи подобных задач приведены в работах [1, 4, 6]. Однако все эти исследования выполнены для случаев без учета проницаемости систем пористых блоков и упругоэластичности трещин.

В данной работе при любых соотношениях проницаемости и упругоэластичности систем трещин и блоков приводится решение задачи фильтрации жидкости к центральной несовершенной скважине по степени вскрытия работающей в круговом однородном трещиновато-пористом пласте.

**Постановка задачи**

Предположим, что конечный цилиндрический трещиновато-пористый пласт мощностью  $H$  и радиусом  $R_k$  ограничен двумя непроницаемыми поверхностями и вскрыт скважиной радиусом  $r_c$  на глубине  $L < H$  (рис. 1). Перед пуском скважины в эксплуатацию с расходом  $Q(t)$  давление во всем пласте считается постоянным и равным  $P_0$ . Требуется определить поле давления в системе блоков и трещин в любой точке и в любой момент времени.

Согласно теории фильтрации жидкости в трещиновато-пористых средах математически задача формулируется в виде следующей начально-краевой задачи [2]:

$$\frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \xi \frac{\partial \Phi_1}{\partial \xi} \right) + \frac{\partial^2 \Phi_1}{\partial z^2} = \frac{\partial \Phi_1}{\partial \tau} - \nu_1 (\Phi_2 - \Phi_1), \quad (1)$$

$$\frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \xi \frac{\partial \Phi_2}{\partial \xi} \right) + \frac{\partial^2 \Phi_2}{\partial z^2} = \beta \frac{\partial \Phi_2}{\partial \tau} + \nu_2 (\Phi_2 - \Phi_1) \quad (2)$$

$$\Phi_j |_{\xi = \bar{R}_k} = 0, \quad (3)$$

$$\Phi_1 |_{\xi=1} = \Phi_2 |_{\xi=1}, \quad (4)$$

$$\xi \left( \frac{\partial \Phi_1}{\partial \xi} + \varepsilon \frac{\partial \Phi_2}{\partial \xi} \right) \Big|_{\xi=1} = \begin{cases} Q_0(t), & \bar{z} \in (0, \bar{L}), \\ 0 & \bar{z} \in (\bar{L}, \bar{H}), \end{cases} \quad (5)$$

где

$$\xi = \frac{r}{r_c}, \quad \tau = \frac{k_1 t}{\mu r_{c1}^2}$$

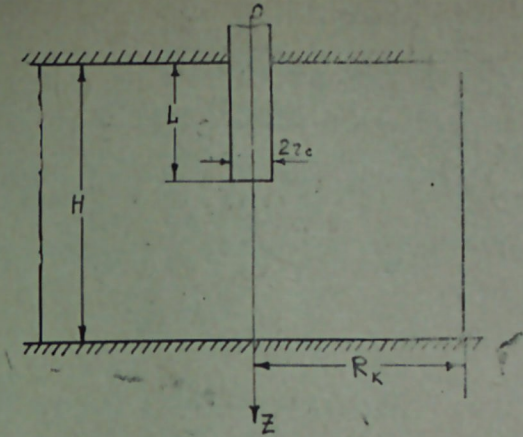


Рис. 1. Схема скважины, несовершенной по степени вскрытия

$$Q_0(t) = \frac{Q(t)\mu}{2\pi L P_0 k_1}, \quad \beta = \frac{k_1 \beta_2^*}{k_2 \beta_1^*}, \quad \nu_1 = \frac{\alpha r_c^2}{k_1}$$

$$\nu_2 = \frac{\alpha r_c^2}{k_2}, \quad \bar{L} = \frac{L}{r_c}, \quad \bar{H} = \frac{H}{r_c}, \quad \bar{R}_k = \frac{R_k}{r_c}, \quad \Phi_j = \frac{P_j}{P_0} - 1, \quad (j=1,2), \quad \varepsilon = \frac{k_2}{k_1}$$

индекс  $j=1$  относится к системе трещин,  $j=2$  — к системе блоков. Остальные обозначения общеприняты.

Применяя конечное интегральное преобразование Фурье по переменной  $\bar{z}$  и преобразование Лапласа по переменной  $\tau$  к задаче (1) — (5), окончательно для функции изображений будем иметь:

$$\Phi_{1ns} = - \frac{Q_{ons}(S)}{\Omega(\sigma_1, \sigma_2)} [a_1(a_2 - 1) \Omega_1(\sigma_2) W_1(\xi) - a_2(a_1 - 1) \times \times \Omega_1(\sigma_1) W_2(\xi)], \quad (6)$$

$$\Phi_{2ns} = - \frac{Q_{ons}(S)}{\Omega(\sigma_1, \sigma_2)} [(a_2 - 1) \Omega_1(\sigma_2) W(\xi) - (a_1 - 1) \Omega_1(\sigma_1) W_2(\xi)], \quad (7)$$

где

$$\begin{cases} W_1(\xi) = I_0(\sigma_1 \xi) K_0(\sigma_1 \bar{R}_k) - I_0(\sigma_1 \bar{R}_k) K_0(\sigma_1 \xi) \\ W_2(\xi) = I_0(\sigma_2 \xi) K_0(\sigma_2 \bar{R}_k) - I_0(\sigma_2 \bar{R}_k) K_0(\sigma_2 \xi) \\ \Omega_1(\sigma_1) = I_0(\sigma_1) K_0(\sigma_1 \bar{R}_k) - I_0(\sigma_1 \bar{R}_k) K_0(\sigma_1) \\ \Omega_1(\sigma_2) = I_0(\sigma_2) K_0(\sigma_2 \bar{R}_k) - I_0(\sigma_2 \bar{R}_k) K_0(\sigma_2) \\ \Omega_2(\sigma_1) = I_1(\sigma_1) K_0(\sigma_1 \bar{R}_k) + I_0(\sigma_1 \bar{R}_k) K_1(\sigma_1) \\ \Omega_2(\sigma_2) = I_1(\sigma_2) K_0(\sigma_2 \bar{R}_k) + I_0(\sigma_2 \bar{R}_k) K_1(\sigma_2) \\ \Omega(\sigma_1, \sigma_2) = \sigma_2(a_2 + \varepsilon)(a_1 - 1) \Omega_1(\sigma_1) \Omega_2(\sigma_2) - \\ - \sigma_1(a_1 + \varepsilon)(a_2 - 1) \Omega_1(\sigma_2) \Omega_2(\sigma_1) \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \sigma_1^2 = H_1 + \sqrt{H_1^2 - H_2} \\ \sigma_2^2 = H_1 - \sqrt{H_1^2 - H_2} \\ H_1 = \lambda_n^2 + \frac{s(s+1) + \nu_1 + \nu_2}{2} \\ H_2 = (\lambda_n^2 + s)(\lambda_n^2 + s\beta + \nu_2) + \nu_1(\lambda_n^2 + s\beta) \\ a_1 = 1 + \nu_2^{-1}(\lambda_n^2 + s\beta - \sigma_1^2) \\ a_2 = 1 + \nu_2^{-1}(\lambda_n^2 + s\beta - \sigma_2^2) \\ \lambda_n = \frac{n\pi}{H} \end{cases} \quad (9)$$

$$Q_{\text{ons}}(s) = \frac{\sin \lambda_n \bar{L}}{\lambda_n} \int_0^\infty Q_0(\tau) e^{-s\tau} d\tau, \quad (10)$$

$$\Phi_{j\text{ns}} = \int_0^\infty e^{-s\tau} \int_0^{\bar{H}} \Phi_j \cos \lambda_n \bar{z} d\bar{z} d\tau, \quad (11)$$

В случае бесконечного пласта условие  $\Phi_j|_{\bar{z}=\bar{R}_k} = 0$  заменяется условием  $\Phi_j|_{\bar{z} \rightarrow \infty} = 0$  и формулы (6), (7) соответственно принимают вид:

$$\Phi_{1\text{ns}} = -\frac{Q_{\text{ons}}(s)}{\varphi(\sigma_1, \sigma_2)} [a_1(a_1 - 1)K_0(\sigma_1)K_0(\sigma_2 s) - a_1(a_2 - 1)K_0(\sigma_2)K_0(\sigma_1 \xi)] \quad (12)$$

$$\Phi_{2\text{ns}} = -\frac{Q_{\text{ons}}(s)}{\varphi(\sigma_1, \sigma_2)} [(a_1 - 1)K_0(\sigma_1)K_0(\sigma_2 s) - (a_2 - 1)K_0(\sigma_2)K_0(\sigma_1, \xi)], \quad (13)$$

где

$$\varphi(\sigma_1, \sigma_2) = \sigma_2(a_2 + \varepsilon)(a_1 - 1)K_0(\sigma_1)K_1(\sigma_2) - \sigma(a_1 + \varepsilon)(a_2 - 1)K_0(\sigma_2)K_1(\sigma_1) \quad (14)$$

Ввиду сложности выражений (12), (13) обратный переход от изображения к оригиналу относительно преобразования Лапласа осуществляется численно по следующей формуле [3, 8]:

$$\Phi_{j\text{n}} = \frac{\ln 2}{\tau} \sum_{i=1}^N \Phi_{j\text{ns}}\left(\xi, n, \frac{\ln 2}{\tau} i\right) V_i, \quad j=1, 2, \quad (15)$$

где

$$V_i = (-1)^{\frac{N}{2}+1} \sum_{k=\left[\frac{i+1}{2}\right]}^{\min\left(i, \frac{N}{2}\right)} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{\left(\frac{N}{2} - k\right)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \quad (16)$$

Далее осуществляется обратное преобразование по координате  $\bar{z}$  по формуле:

$$\Phi_j = \frac{\Phi_{j0}}{H} + \frac{2}{H} \sum_{n=1}^{\infty} \Phi_{j\text{n}} \cos \lambda_n \bar{z}, \quad j=1, 2 \quad (17)$$

С учетом (17), осредняя функции  $\Phi_j$  по вскрываемой части скважинной пласта, имеем:

$$\Phi_j(\xi_c, \tau) = \frac{\Phi_{j0}(\xi_c, \tau)}{H} + \frac{2}{H} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \lambda_n \bar{L}}{\lambda_n} \Phi_{j\text{n}}(\xi_c, \tau) \quad (18)$$

С помощью ЭВМ при  $Q(t) = Q = \text{const}$  по формулам (12)–(17) для фильтрационных сопротивлений, т. е. для функции  $\psi_j^*(\xi, \bar{z}, \tau) = \frac{2\pi H r_c^2 P_0 \Phi_j}{\mu_0 Q_v}$  ( $j=1, 2$ ) проводились расчеты при следующих исходных данных:

$$\begin{aligned} r &= 0,1; 1; 10; 20 \text{ м}; \\ L &= 1; 3; 5; 7; 9; 10 \text{ м}; \\ H &= 10; 20; 30; 40; 50; \\ t &= 600; 3600; 14400; 43200; 86400; 432000 \text{ с}; \\ \mu &= 13 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}; \\ k_1 &= 10^{-13} \text{ м}^2; \\ k_2 &= 10^{-16} \text{ м}^2; \\ \beta_1^* &= 0,2039 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}; \\ \beta_2^* &= 0,2039 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}; \\ P_0 &= 294,3 \text{ Па}, r_c = 0,1 \text{ м}. \end{aligned}$$

Для сравнения также рассчитывались фильтрационные сопротивления несовершенной скважины, работающей в гранулярной среде. Полученные результаты представлены на рисунках 2–6.

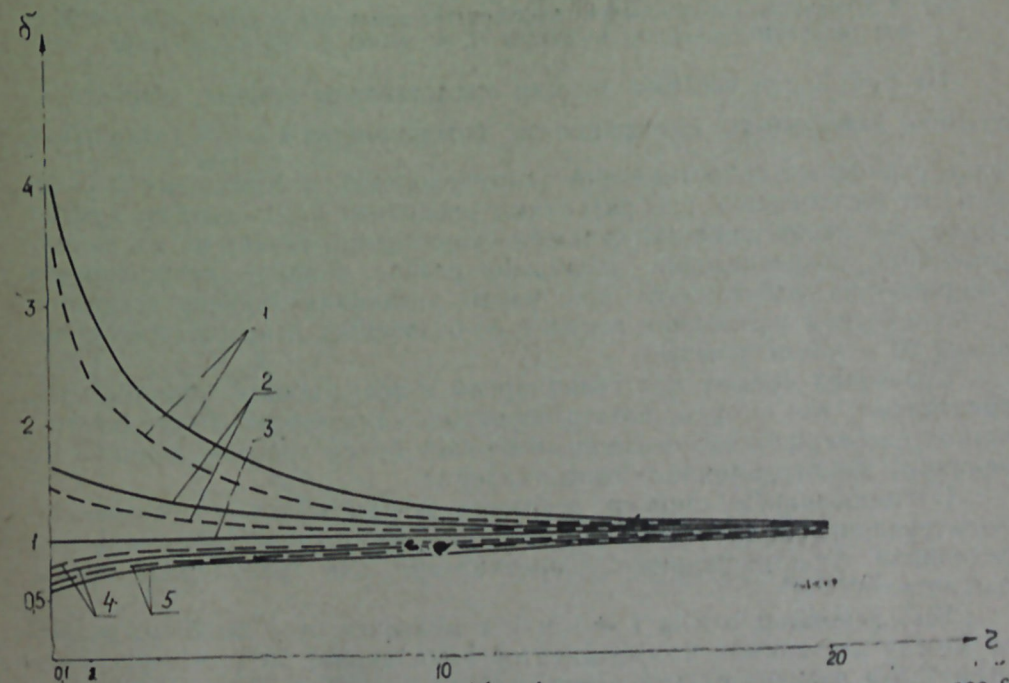


Рис. 2. Изменение коэффициента совершенства в зависимости от  $r$  для  $t = 600$  с при различных значениях  $L$ , м: 1–1; 2–3; 3–5; 4–7; 5–9. Сплошные линии соответствуют трещиновато-пористой, пунктирные — гранулярной среде

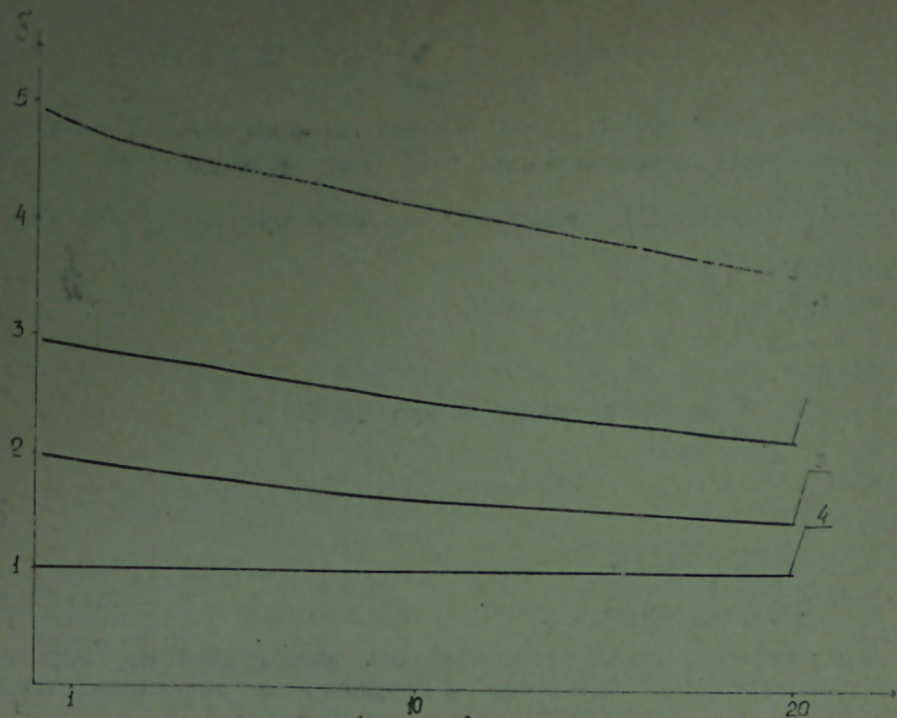


Рис. 3. Изменение коэффициента совершенства вдоль оси  $r$  для  $L=5$  м,  $t=600$  с при различных значениях мощности  $H$ , м: 1—50; 2—30; 3—20; 4—10

На рис. 2 для системы трещин представлены кривые, характеризующие зависимость коэффициента совершенства  $\delta = \frac{\psi_{\text{нес}}}{\psi_{\text{сов}}}$  (отношение фильтрационных сопротивлений несовершенной и совершенной скважин) от расстояния  $r$  при различных значениях  $L$ . Из анализа кривых видно, что несовершенство скважин существенно влияет на их фильтрационное сопротивление. Довольно резкое падение коэффициента совершенства наблюдается при малых значениях степени вскрытия. С увеличением расстояния влияние ее ослабевает и на расстоянии порядка 20 м почти исчезает.

Сравнения кривых для гранулярной и трещиновато-пористой сред показывают, что в трещиновато-пористых коллекторах гидродинамическое несовершенство скважин оказывает более сильное влияние на величину фильтрационного сопротивления.

С уменьшением степени вскрытия и расстояния  $r$  превышение фильтрационного сопротивления в трещиновато-пористой среде над величиной фильтрационного сопротивления для гранулярной среды возрастает.

Так, например, когда  $L=1$  м и  $r$  меняется от 1 до 20 м, разница между значениями коэффициентов  $\delta$  составляет 25%, а с увеличением  $L$  эта разница сильно уменьшается.

На рис. 3 представлена зависимость коэффициента  $\delta$  от мощности пласта и расстояния по протяженности пласта при фиксированных

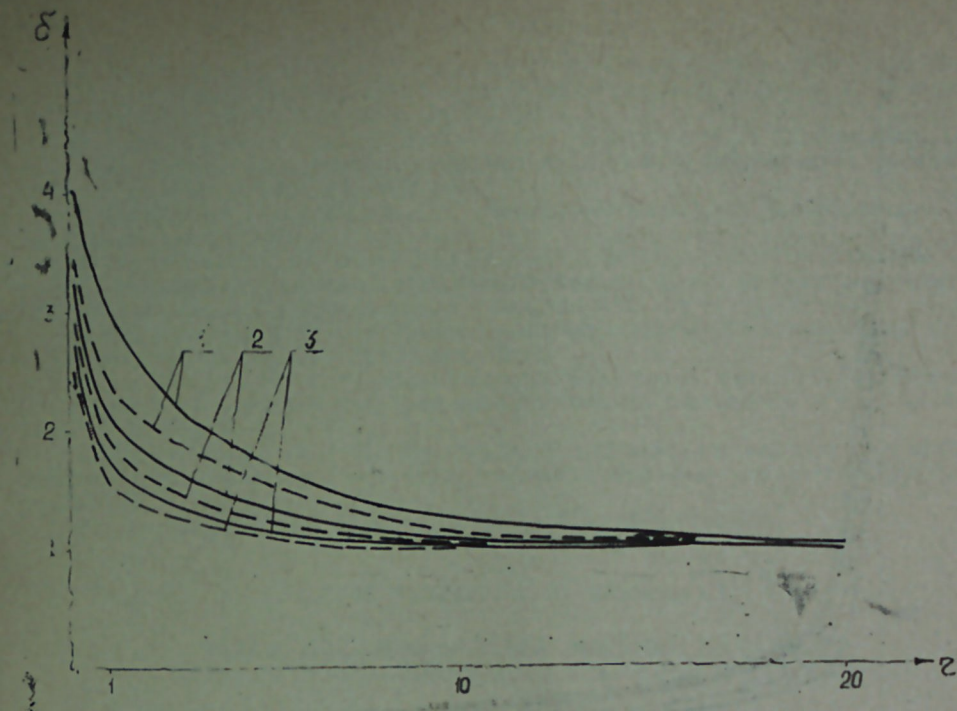


Рис. 4. Изменение коэффициента совершенства в зависимости от  $r$  для  $L=1$  м и различных значениях времени  $t$ , с: 1—600; 2—3600; 3—86400. Сплошные линии соответствуют трещиновато-пористой, пунктирные—гранулярной среде

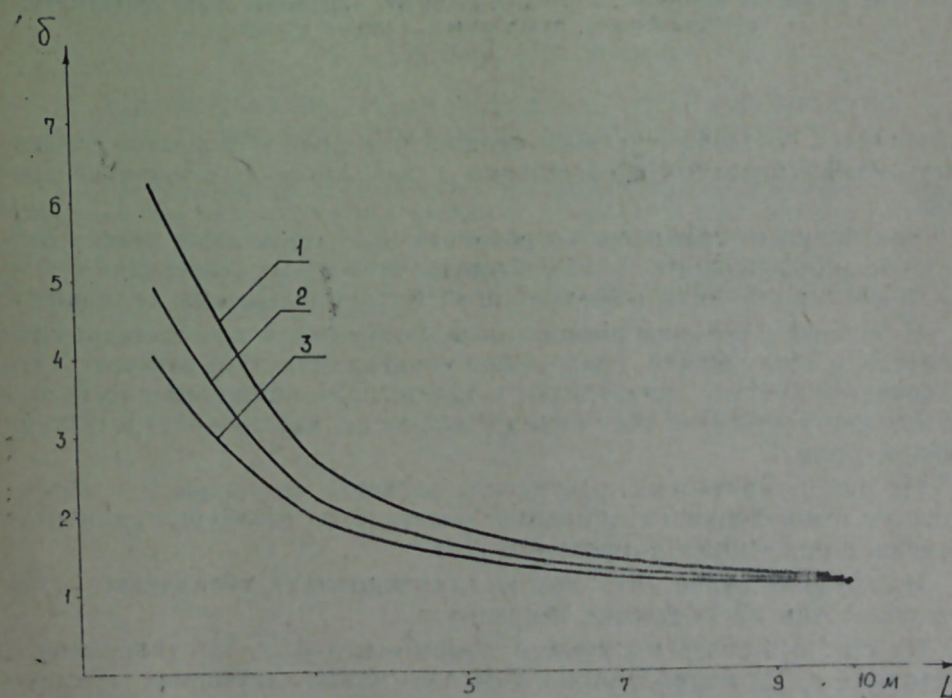


Рис. 5. Изменение коэффициента совершенства в зависимости от степени вскрытия на злбже скважин при различных значениях времени  $t$ , с: 1—600; 2—360; 3—86400

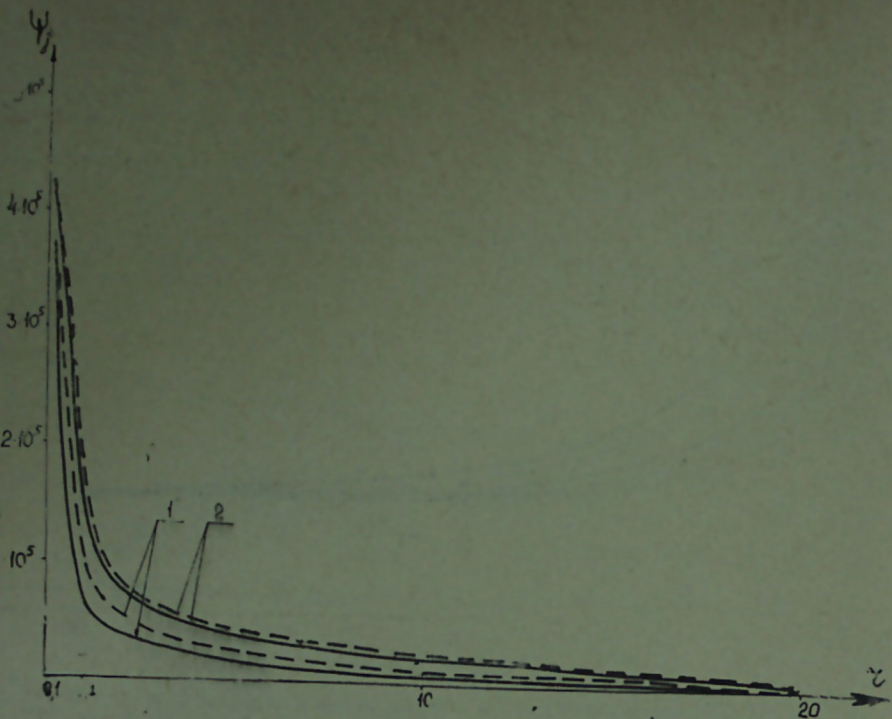


Рис. 6. Зависимость фильтрационных сопротивлений от  $r$  для  $L = 1$  м и при различных значениях времени  $t$ , с: 1—600; 2—86400. Сплошные линии соответствуют системе блоков, пунктирные—системе трещин.

значениях  $L$  и  $t$  для системы трещин, а на рис. 4 показана зависимость коэффициента  $\delta$  от расстояния  $r$  для различных значений времени.

Как видно из графиков на рисунках 3, 4, довольно резкое возрастание коэффициента  $\delta$  наблюдается при малых значениях  $r$  и  $t$ . Увеличение расстояния и времени приводит к уменьшению величины  $\delta$ .

С течением времени разность коэффициентов  $\delta$  для трещиновато-пористой и гранулярной сред резко уменьшается. Это означает, что дальнейший процесс фильтрации в трещиновато-пористом пласте будет осуществляться за счет объема жидкости, находящейся в системе блоков среды.

На рис. 5 приведены результаты расчетов величины  $\delta$  в зависимости от относительного вскрытия пласта для различных моментов времени, вычисленных по формуле (18).

Из графика видно, что при малых вскрытиях увеличение  $\delta$  значительнее, чем при больших вскрытиях.

На рис. 6 приведены кривые зависимости  $\psi_j(r, t)$  от времени и расстояния  $r$ . Из кривых видно, что при малых значениях времени разница фильтрационных сопротивлений между системами блоков и трещин значительна.

1. Амирбеков Т. С., Джалалов Г. И. О неустановившейся фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде к несовершенной скважине.—Уч. записки АЗНЕФТЕХИМа, Баку, 1972, № 1, стр. 20—24

2. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина Н. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах.—ПММ, т. 24, вып. 5, 1960, стр. 852—864.

3. Беляев Н. М., Рядно А. А. Методы нестационарной теплопроводности.—М.: Высшая школа, 1978.

4. Гусейнов Г. П., Багир-заде С. Н. Приток жидкости к скважине, частично вскрывшей неоднородный трещиновато-пористый пласт, при неустановившемся режиме фильтрации.—Азерб. нефтяное хозяйство, 1971, № 8, стр. 22—25

5. Майдебор В. Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами.—М.: Недра, 1980.

6. Райченко Л. М. Неустановившаяся фильтрация жидкости к несовершенной скважине в ограниченном трещиновато-пористом пласте.—Сб. Гидромеханика, 1931, № 44, стр. 54—58

7. Соколовский Э. В., Белов В. В. Влияние степени вскрытия мощных трещиноватых коллекторов на дебит скважин.—Нефтяное хозяйство, 1980, № 2, стр. 47—49

8. Communications of ACM, v. 13, № 1, 1970, Algorithm 368.

Г. И. Чалалог, А. М. Маммадов

#### ЧАЛЛЫ МЭСАМЭЛИ ЛАЈДА МАЈЕНИН НАТАМАМ ГУЈУЈА ГЭРАРЛАШМАМЫШ СУЗУЛМЭСИ БАГГЪНДА

Мәгаләдә чат вә блок системләринин кечиричиликләринин вә эластик тутум әмсалларынын ихтијари нисбәтиндә мајенин ачылма дәрәчәсинә көрә натамам гујуја сүзүлмәси мәсәләсинин һәлличән бәһс олунур.

Алынмыш дүстурләра әсасән һесабат апарылараг, әмәли әһәмијјәти олан нәтичәләр чыхарылмышдыр.

G. I. Djalafov, A. M. Mamedov

#### ABOUT UNSTABLE FLUID FILTRATION TO AN INCOMPLETED WELL IN A FRACTURED POROUS RESERVOIR

At any correlations of permeability and elastic capacity of systems of fractures and blocks the authors give the solution of a problem of fluid filtration to a central incompleted well working in a circular homogeneous fractured porous reservoir according to a degree of drilling in.

In order to receive concrete initial data the calculations are carried out and corresponding conclusions are made.

УДК 622.276.1

Н. Д. ТАИРОВ, Ф. Г. КЕРИМОВА, О. М. ИБРАГИМОВ, М. А. БАРЯКИНА

### ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ПОКРЫТИЙ НА СМАЧИВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ МЕТАЛЛОВ ВОДОЙ И НЕФТЬЮ

На нефтяных промыслах страны, в силу значительной обводненности разрабатываемых объектов, высокой минерализации пластовых вод, наличия в них агрессивных газов ( $O_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ), происходит интенсивное разрушение подземного (подземные трубы, штанги, глубинные насосы и его защитные устройства, обсадные колонны) и наземного (выкидные линии, трапы, замерные устройства, промышленные коллекторы, водоотделители, резервуары и др.) оборудования, вследствие чего наблюдаются преждевременный выход их из строя и значительные потери металла.

Разработка и применение эффективных методов повышения срока эксплуатации указанного оборудования, в частности насосно-компрессорных труб, приводит к резкому снижению причиняемого ущерба. Одним из таких методов повышения срока службы НКТ является покрытие их поверхности лакокрасочными полимерными материалами. Качественное покрытие поверхности НКТ не только экранирует их стенки от агрессивного воздействия среды, но и обеспечивает чистоту добываемой продукции, снижает гидравлические потери, уменьшает энергетические затраты при добыче нефти, значительно повышает сроки их эксплуатации. Следовательно, применение новых эффективных лакокрасочных материалов, способных значительно повысить срок эксплуатации НКТ и предупреждать различные виды осложнений, встречаемые при добыче нефти, имеет важное значение. Вместе с тем, известно, что лучшими свойствами по защите насосно-компрессорных труб от коррозионного разрушения обладают покрытия, которые лучше смачиваются углеводородной жидкостью, на границе раздела с водой. Это свойство покрытия можно определить величиной краевого угла смачивания покрытия нефтью—в водной и водой в газовых средах.

Поэтому для рассмотрения этого вопроса были изготовлены семь пластинок из стали размерами  $1 \times 40 \times 55$  мм, поверхность которых покрывалась лакокрасочными полимерными материалами. В качестве лакокрасочных полимерных материалов выбраны эмали: ВЛ-515, ЭП-773, ЭП-00-10, ФП-734, лак ФЛ-1, смолы ЭД-6 и „ЭПИКОТ“. Для сравнения взята металлическая пластинка, не покрытая этими

материалами. Всего восемь пластинок, По выбранной методике слои проходили естественную и горячую сушку и после прохождения установленной нормы выдержки каждого слоя пластинки подвергались испытаниям на прочность, изгиб, удар, твердость и адгезию. Допустимые величины этих показателей определялись согласно ТУМП-138-59. При исследовании смачивания пластинок в качестве углеводородной жидкости использовался очищенный осветительный керосин, имеющий поверхностное натяжение на границе раздела металл-дистиллированная вода  $47,6$  мН/м, вязкость— $2$  МПа·с, плотность— $818$  кг/м<sup>3</sup>. В качестве водной фазы использовалась дистиллированная вода. Краевой угол смачивания замерялся проекционным методом, как наиболее простым и дающим удовлетворительную точность.

В исследованиях каждая точка замерялась 10—12 раз и определялось среднее значение замеров. Коэффициент вариации при этом изменялся в пределах 6—8%, а среднее-квадратичное отклонение составляло 1,5—2,0. Результаты исследований приведены в таблице.

Как видно из данных таблицы, при нанесении капли углеводородной жидкости на границе с водой на поверхность металла краевого угла избирательного смачивания  $\theta$  (угол измеряется в сторону водной фазы) равен  $109^\circ$ . При нанесении же капли керосина на металл, покрытого смолой ЭД-6, величина краевого угла возрастает до  $131^\circ$ , а при покрытии эмалью ФП-734—до величины  $162^\circ$ . Наибольшая величина краевого угла избирательного смачивания наблюдается в случае покрытия поверхности металла эмалью ВЛ-515. В рассматриваемом случае  $\theta = 175^\circ$ , т. е. он возрастает более чем в 1,5 раза.

Промысловые исследования этих покрытий в осложненных условиях показали, что лучшими противокоррозионными свойствами и долговечностью обладает покрытие из эмали ВЛ-515.

Как видно, одним из параметров, определяющих качество покрытий поверхности металлов с целью повышения их долговечности в коррозионной среде, является величина краевого угла избирательного смачивания.

Рассматриваемый параметр показывает степень эффективности покрытий, предназначенных для увеличения срока службы насосно-компрессорных труб в агрессивной среде.

Наименование материалов	$\theta_{\text{изб}}$ —капли керосина в дистиллированной воде
Пластинка не покрытая	109
Эмаль ВЛ-515	175
Эмаль ФП-734	162
Эмаль ЭП-773	151
Эмаль ЭП-00-10	131
Лак ФЛ-1	128
Смола ЭД-6	131
Смола „ЭПИКОТ“	125

Н. Ч. Таиров, Ф. Г. Керимова, О. М. Ибрагимов, М. А. Барякина

### МЕТАЛЫҢ СУ ВӘ НЕФТЛӘ ИСЛАНМАСЫНА СӘТЬ ӨРТҮҮ ХАССӘСИНН ТӘСИРИ

Тәҗрүби үсулла металын су вә нефтлә исланмасына сәть өртүҮ хассәсинн тәсири өҗрәнилмишдир.

Исланма бучагы садә вә тәминдичи дәрәҗәдә дүзкүн нәтичә верән пројексија

методу илэ тэ'ин едилмишдир. Исламча бучагынын эн бөжүк гижмэти метал сәтинин ВЛ-515 е'малындан истифадэ едилдикдэ мушаһидэ едилмишдир. Бу һалда  $\theta = 175^\circ$  олмушдур, јэ'ни эввэлки һала нисбэтэн исламча бучагы 1,5 дэфэ бөжүмүшдур.

N. D. Tairov, F. G. Kerimova, O. M. Ibragimov, M. A. Baryakina

### INFLUENCE OF COVERING PROPERTIES ON THE WETTING OF METAL SURFACE BY WATER AND OIL

The authors investigated the influence of covering properties on the wetting of metal surfaces by water and oil. Edge angle of wetting was measured by the projecting method as more simple and giving satisfactory exactness. The largest rate of edge angle of selected wetting is observed in the case of covering of the metal surface by enamel VL-515. In the examined case  $\theta = 175^\circ$ , i. e. it increases in more than 1.5 times.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ  
Јер елмлэри серијасы, 1984, № 4

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1984, № 4

УДК 553.98 : 556.3

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Р. Д. ДЖЕВАНШИР, Р. Ю. АЛИЯРОВ

### АКСИОМАТИЧЕСКОЕ ПОСТРОЕНИЕ КЛАССИФИКАЦИИ ГЕОФЛЮИДАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ

В последние годы опубликовано значительное число работ, посвященных анализу факторов, обуславливающих наличие аномальных давлений флюидов в поровом пространстве горных пород [1—11]. Для обозначения этих давлений используется разнообразная терминология, что связано с попытками авторов разграничить их как по интенсивности проявлений, так и по принадлежности к тому или иному литологическому типу пород. Имея в виду, что все термины характеризуют энергетическое (барическое) состояние флюидов в поровом пространстве горных пород, в том числе и нормальное гидростатическое, на наш взгляд, целесообразно ввести единый термин. В качестве такового предлагается использовать термин „геофлюидальное давление“, под которым следует понимать давление флюидов в поровом пространстве горных пород независимо от их энергетического состояния и литологии пород. Этот термин хорошо согласуется с развивающейся областью геологии—геофлюидодинамикой [3]. Что касается термина „аномальное давление“ и, соответственно, аббревиатур АВПД и АНПД, то они стали привычными в литературе, хотя в настоящее время ясно, что эти понятия в целом неверно отражают существо явления.

Несмотря на обилие фактических данных, до настоящего времени нет единой точки зрения на природу формирования и развития геофлюидальных давлений. И это понятно, так как природа этого явления весьма многообразна, зависит от конкретных геологических условий и зачастую определяется наложением большого комплекса природных факторов, связанных с геологической историей района.

Разнообразие причин формирования геофлюидальных давлений связано с термодинамическим состоянием геологической системы, в которой они развиваются. Как известно, термодинамическое состояние системы определяется соотношением объема, давления и температуры. При этом существенно—является система открытой или закрытой. В общем случае можно полагать, что изменение любого из трех термодинамических параметров или их сочетаний, обусловленное геологическими процессами, может быть причиной формирования геофлюидальных давлений. Например, изменение температуры в ту или

иную сторону вызовет соответствующее изменение объема, что, в свою очередь, приведет к изменению геофлюидального давления. В процессе гравитационного уплотнения глинистых осадков, когда интенсивность оттока поровой воды существенно отстает от скорости осадконакопления, уменьшение объема порового пространства как в изотермических, так и не изотермических условиях приводит к росту геофлюидального давления. Перечень таких примеров может быть продолжен.

Наряду с природными факторами большое значение приобретают технологические факторы, проявляющиеся при разработке геофлюидальных полезных ископаемых, в том числе углеводородов. Сказанное затрудняет изучение геофлюидальных давлений с единых теоретических и методологических позиций.

Необходимым шагом на пути решения этой актуальной проблемы является создание классификации геофлюидальных давлений. В настоящее время геофлюидальные давления принято подразделять на три класса: аномально высокие, нормальные и аномально низкие. В данном случае нет иного классификационного критерия, кроме значений самих давлений, отнесенных к глубине. Ограниченность подобной классификации очевидна, так как она практически не несет информации о природе геофлюидальных давлений. Наибольшее распространение получили классификации аномально высоких геофлюидальных давлений.

В связи с изложенным представляет большой интерес разработка полной и содержательной классификации геофлюидальных давлений.

Более совершенная классификация геофлюидальных давлений в отличие от существующих должна учитывать генетические различия между встречающимися в природе геофлюидальными давлениями, зависящие от структурно-литологических особенностей флюидомещающих горных пород. В связи с этим представляется необходимым создание классификации геофлюидальных давлений, основанной на соотношении между давлениями в породе-коллекторе и породе-экране. При этом сочетание пластов-коллекторов и пластов-экранов необходимо рассматривать как геологическую систему с общей историей развития. Как известно, повышенные, пониженные и нормальные геофлюидальные давления возможны как в пластах-экранах (например, в глинах), так и в коллекторских пластах. Очевидно также, что в природе эти объекты находятся в геологическом соответствии, то есть в любом стратиграфическом разрезе существует определенное, зависящее от тех или иных причин соотношение между геометрическими и физическими параметрами пород-коллекторов и пород-экранов [2]. Естественно, что определенное соотношение существует и между геофлюидальными давлениями. Поэтому соотношение между приведенными к единой глубине геофлюидальными давлениями в соседствующих коллекторских и экраняющих толщах выбрано в качестве критерия классификации геофлюидальных давлений, обусловленных теми или иными геологическими и технологическими причинами.

На рис. 1 представлена в виде матрицы, а на рис. 2—в виде графа-дерева предлагаемая классификационная схема геофлюидальных давлений. При разработке этой схемы использован аксиоматический подход, основанный на применении формальных логических правил

деления объема родового понятия „геофлюидальное давление“, т. е. давление флюидов в пустотном пространстве горных пород.

На первом этапе выделены группы геофлюидальных давлений по основанию, за которое принята геофлюидальная функция горной породы—быть либо пластом-проводником (коллектором), либо пластом-изолятором (экраном). По этому основанию выделены две взаимноисключающие группы геофлюидальных давлений: А—в коллекторах  $P_k$  и Б—в экранах  $P_s$ . Деление на группы основано на видоизменении проявлений геофлюидальных давлений в связи с изменением проводящих свойств горных пород, насыщенных флюидами. Эти свойства влияют на природу геофлюидальных давлений и обуславливают скорость перераспределения и передачи давления.

		A1	A2	A3
$P_k$	$P_s$	$P_{k1} > P_s$	$P_{k2} = P_s$	$P_{k3} < P_s$
$P_{k1} > P_s$	11	111	112	113
	21	22	23	
	31	32	33	
$P_{k2} = P_s$	12	121	122	123
	22	221	222	223
	32	321	322	323
$P_{k3} < P_s$	13	131	132	133
	23	231	232	233
	33	331	332	333

Рис. 1. Матрица классификации геофлюидальных давлений

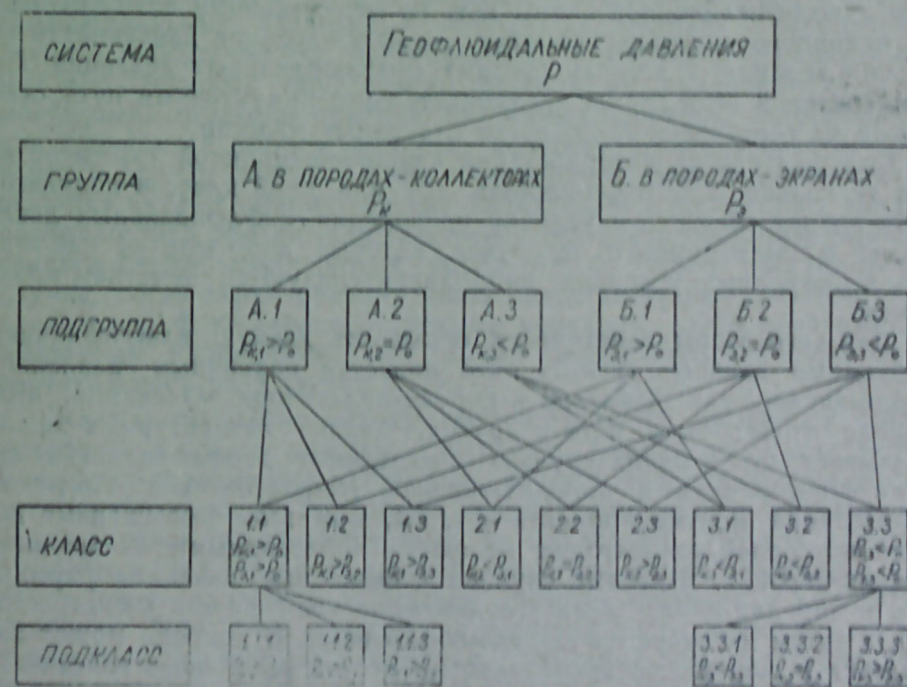


Рис. 2. Схема классификации геофлюидальных давлений

Далее выполнено деление групп, полученных в результате ограничения геофлюидалных давлений по характеру проводящих свойств горных пород, по другому основанию, в качестве которого взято соотношение давлений с нормальным гидростатическим давлением  $P_0$ . В каждой группе выделено по 3 подгруппы (А. 1, А. 2, А. 3 и Б. 1, Б. 2, Б. 3) в соответствии с соотношениями  $P_k \leq P_0$  и  $P_k \geq P_0$ .

Наконец, по соотношению геофлюидалных давлений в двух выделенных группах, представляющих собой подсистемы единой стратифицированной системы геологического разреза, выделены классы геофлюидалных давлений по обоим основаниям одновременно, т. е. по соотношению  $P_k \leq P_0$ . В индексации классов индексы групп А и Б не повторяются, поскольку из очередности следования цифровых индексов классов ясна их принадлежность к каждой из групп.

Существенные черты предлагаемой классификационной схемы: единство оснований деления, взаимоисключение членов деления (классов и подклассов), полнота схемы, которая проявляется в соразмерности деления или равенства объема членов классификации объему классифицируемого понятия.

Как видно, в качестве первого основания деления использовано наиболее существенное свойство геофлюидодинамической системы, обуславливающее как формирование, так и проявления геофлюидалных давлений. Второе основание отражает эволюцию геофлюидалных давлений и поэтому является вторичным по отношению к первому.

На этапе разработки классификационной схемы внутренние связи между членами деления, относящимися к видам и подвидам, не вскрываются. Основная задача на этом этапе — разработка формальной полной классификации в узком смысле слова. Разработка предлагаемой классификационной схемы шла по дедуктивному пути — от задания исходного родового понятия „геофлюидалное давление“ и оснований деления к классам (видам) геофлюидалных давлений. При интерпретации этой схемы предпочтительнее индуктивный путь, основанный на генетической сущности отдельных классов.

Содержательная интерпретация классификационной схемы позволяет не только идентифицировать тот или иной класс и подкласс с точки зрения генезиса и условий проявления геофлюидалных давлений, но и прогнозировать те случаи, которые либо еще не наблюдались в природных условиях, либо характеризуются нечетким проявлением.

Для того чтобы генетически осмыслить данную классификацию, необходимо вначале уяснить, что является первичным — давление в породе-экране или давление в породе-коллекторе. Очевидно, что в природе может быть и то и другое. Анализ литературных данных показывает, что в одних случаях повышенные геофлюидалные давления формируются в породах-экранах (геостатическое уплотнение, дегидратация монтмориллонита и т. п.), при этом повышенные давления в породах-коллекторах являются производными от таковых в породах-экранах. В других случаях повышенные давления формируются в породах-коллекторах (геодинамическая гипотеза и многие другие), а затем наследуются породами-экранами. В природе может наблюдаться и совместное проявление процессов различного генезиса.

Обратимся непосредственно к классификационной схеме (рис. 1). При ее содержательной интерпретации использованы как литератур-

ные данные [1,3—11], так и материалы исследований авторов по Южно-Каспийской геофлюидодинамической системе [2]. Подробная интерпретация отдельных классов предлагаемой схемы не приводится, так как в указанных литературных источниках имеются необходимые данные о проявлениях и генезисе геофлюидалных давлений, которые можно отнести к тому или иному классу.

Классы аномально высоких геофлюидалных давлений находятся в основном в левом верхнем углу схемы. Сюда попали те случаи, когда возникновение аномально высоких геофлюидалных давлений может быть объяснено как с точки зрения геостатической (преимущественно подкласс 1. 1. 1.), так и с точки зрения геодинамической и некоторых других гипотез их формирования (подкласс 1. 1. 3). Подкласс 1. 1. 2 является промежуточным.

В верхнем горизонтальном ряду располагаются классы, объединяющие случаи, когда аномально высокие геофлюидалные давления, соответствующие подклассам 1. 1. 1 и частично 1. 1. 2, возникают в соответствии с геостатической гипотезой или в результате дегидратации глинистых минералов. Для них первичным является давление в породах-экранах вследствие их хороших экранирующих свойств, а снижение давлений в коллекторах увеличивается слева направо в связи с той или иной интенсивностью их дренирования под влиянием природных и технологических факторов (тектонические разрывы, грязевулканическая деятельность, наличие мощных коллекторских горизонтов, разработка геофлюидалных залежей, в том числе углеводородов и т. п.).

В первом вертикальном ряду матрицы, начиная с подкласса 1. 1. 3, расположены классы, объединяющие случаи первичного формирования геофлюидалных давлений в породах-коллекторах с передачей давлений в породы-экраны. Формирование и сохранение высоких давлений в коллекторах обусловлено различными причинами, к которым могут быть отнесены притоки глубинных флюидов, гидродинамическая изоляция и подъем пластов, новообразования в пластах-коллекторах и другие факторы. Снижение давления в породах-экранах объясняется ухудшением их экранирующих свойств по причине, например, поверхностной эрозии пласта-экрана, его растрескивания, выщелачивания в случае карбонатных пород и т. п. Особо следует отличать случаи, когда экранирующий пласт представлен непористыми, непроницаемыми, флюидоненасыщенными породами, слабо подверженными вторичным изменениям. Эти случаи располагаются в конце первого вертикального ряда (класс 3. 1).

Классы аномально низких геофлюидалных давлений в основном находятся в правом нижнем углу схемы. Аномально низкие давления в породах-коллекторах могут быть обусловлены как природными, так и технологическими факторами, а аномально низкие давления в породах-экранах объясняются теми же факторами, что для класса 3. 1. Особо следует отличать случаи, когда снижение давлений в экране обусловлено влиянием аномально низкого давления в коллекторе и наоборот. При этом физические свойства пород-экранов могут претерпевать качественные изменения, связанные как с улучшением их экранирующих свойств за счет уплотнения, вызванного оттоком поровых вод (подклассы 3. 3. 1, 3. 3. 2), так и с их ухудшением за счет

развития в породе-экране трещиноватости, кавернообразования и т. п. (подкласс 3.3.3). В последнем случае породе-экран по существу перестает выполнять свою роль.

Предлагаемая классификационная схема позволяет проследить как эволюцию геофлюидальных давлений в породах-экранах (по вертикали матрицы) и породах-коллекторах (по горизонтали), так и системы геофлюидальных давлений по мере их перехода от нормальных к аномально высоким (в основном в элизонных геофлюидодинамических бассейнах), затем вновь к нормальным (в основном в инфильтрационных геофлюидодинамических бассейнах) и от них к аномально низким давлениям, вызванным геологическими и технологическими причинами.

#### Литература

1. Аникиев К. А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ.—Л.: Недра, 1971.—167 с.
2. Буряковский Л. А., Джеваншир Р. Д., Алиярв Р. Ю. Проблема изучения аномально высоких геофлюидальных давлений в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.—Известия АН Азерб. ССР, Серия наук о Земле, 1983, № 1, с. 11—14.
3. Гуревич А. Е. Геофлюидодинамика: структура и контуры теории.—Труды ВНИГРИ, вып. 387, Л., 1976, с. 10—46.
4. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений.—М., Недра, 1978.—232 с.
5. Дурмишьян А. Г., Мурадян Б. М., Рачинский М. З. Аномально высокие пластовые давления и прогноз нефтегазоносности.—Советская геология, 1980, № 2, с. 9—18.
6. Калинин М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре.—М.: Недра, 1964.—208 с.
7. Кучерук Е. В., Шендерей Л. П. Современные представления о природе аномально высоких давлений.—Итоги науки и техники. Серия месторождения полезных ископаемых, т. 6. М., ВИНТИ, 1975, 166 с.
8. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти./Пер. с англ.—М.: Недра, 1982.—296 с.
9. Мелик-Пашаев В. С., Халимов Э. М., Серегина В. Н. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях.—М.: Недра, 1983.—181 с.
10. Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы.—М.: Недра, 1966.—268 с.
11. Фертель У. Х. Аномальные пластовые давления/Пер. с англ.—М.: Недра, 1980.—398 с.

Л. А. Буряковский, Р. Ч. Чаваншир, Р. Ю. Алиярв

#### КЕОФЛУИДАЛ ТЭЗИГ ТЭСНИФАТЫНЫН АКСИМАТИК ГУРУЛМАСЫ

Мәгаләдә бир сыра литоложи вә термодинамик хассәләрә малик кәоложи кәсилишдә систем тәһлиди әсасында кеофлуидал тәзиг тәснифатынын аксиоматик гурулмасындан бәһс олунур.

L. A. Buryakovski, R. D. Djevanshir, R. Yu. Aliyarov

#### AXIOMATIC CONSTRUCTION OF GEOFLUID PRESSURE CLASSIFICATION

On the basis of a system approach to geological section having different lithological and thermodynamic properties the authors suggest a classification of geofluid pressures, as a basis of which lithological and power criteria are assumed. f

УДК 622.276.031:532.51(1—04)

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Н. М. ГАНИЕВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ, С. С. САЛМАНОВА

#### К ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Исследование вопросов разработки газонефтяных месторождений неразрывно связано с изучением сложного процесса фильтрации в пористой среде углеводородных жидкостей и их вытеснения. Следует отметить, что в зависимости от наличия связи залежи с законтурной водяной областью или ее отсутствия, соотношения запасов в пласте нефти и газа, формы залежей, условий залегания нефтяной оторочки и других факторов могут возникать различные задачи, решение которых в значительной степени определит в конкретной ситуации выбор правильной стратегии в работе над месторождением. Следовательно, решение проблемы рациональной разработки газонефтяных месторождений связано с развитием соответствующих направлений подземной газогидродинамики. При этом, учитывая значительное число природных и технологических факторов, в большей или меньшей степени влияющих на отмеченный процесс, представляется важным изучение влияния этих факторов как в отдельности, так и в комплексе.

Исследованию газогидродинамики разработки газонефтяных месторождений в литературе посвящено большое число работ [1—8].

В [4] нами было получено решение задачи вытеснения нефти газом к системе скважин, которое затем было обобщено для учета площадной неоднородности по проницаемости.

В данной статье проводится анализ результатов исследований в целях установления влияния темпов отбора нефти и распределения заданного текущего отбора нефти между рядами добывающих скважин на основные показатели рассматриваемого процесса.

Так же, как в [3], кусочно-однородный пласт считается состоящим из пяти зон, в первых трех зонах имеется по одной батарее добывающих скважин. Вытеснение нефти к скважинам происходит за счет напора газовой шапки.

На рис. 1 показан элемент пласта, характеризующий исследуемую газонефтяную залежь и принятую систему разработки.

Математическая постановка рассматриваемой задачи после применения указанного в [4] способа линеаризации уравнения движения газа имеет вид:

$$\frac{\partial^2 \bar{P}_1}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \bar{P}_1}{\partial y^2} = 0 \quad (1)$$

$$\left. \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial y} \right|_{y=\pm b} = 0 \quad \left. \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial x} \right|_{x=0} = 0 \quad \bar{P}_5|_{x=L_4} = \bar{P}_K \quad (2)$$

$$\text{при } x=L_1 \begin{cases} \bar{P}_1 = \bar{P}_{i+1} \\ k_i \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial x} = k_{i+1} \frac{\partial \bar{P}_{i+1}}{\partial x} \quad i = 1, 2, 3 \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{при } x=L_4 \begin{cases} \bar{P}_4 = \bar{P}_5 \\ \frac{k_4}{\mu_n} \frac{\partial \bar{P}_4}{\partial x} = \frac{k_5}{\mu_{го}} [a_1 \bar{P}_{L(t)} + (a_1 b + b_1)/a] \frac{\partial \bar{P}_5}{\partial x} \end{cases} \quad (4)$$

Задача решалась методом последовательной смены стационарных состояний.

Из системы (1)–(4) находились распределения давлений для нефтяной и газовой частей залежи.

Здесь  $\bar{P}_i$ —давления в зонах,  $k_i$ —проницаемости зон ( $i = 1; 2; 3; 4; 5$ ),  $\mu_n$ —вязкость нефти,  $\mu_{го}$ —вязкость газа в начальный момент времени,  $a; b; a_1; b_1$ —коэффициенты аппроксимации.

Движение газонефтяного контакта определялось из решения системы кинематических условий.

Средневзвешенное пластовое давление во времени находилось из уравнения материального баланса всей залежи, учитывающего как нефтяную, так и газовую части:

$$\begin{aligned} & S_{нефть}(t) \cdot h \cdot m \cdot \exp[\beta(\bar{P}P_0 - P_{ат})] + S_{газ}(t) \cdot h \cdot m \cdot a_1 a \bar{P} = \\ & - ca_1 a h m \cdot S_{газ}(t) + S_{но} m h \exp[\beta(P_0 \bar{P}_n - P_{ат})] + S_{го} m h a_1 a \times \\ & \times (\bar{P}_n + c) - \sum_{i=1}^3 q_i t, \quad \text{где } c = \frac{a_1 b + b_1}{a_1 a}, \quad \bar{P}_n - \text{средневзвешенное} \end{aligned}$$

давление, установившееся наконец первой фазы, которое заранее вычисляется,  $m$ —пористость,  $h$ —мощность пласта,  $\beta$ —коэффициент сжимаемости,  $S_{но}$  и  $S_{го}$ —первоначальная площадь, занимаемая соответственно нефтью и газом,  $S_{нефть}$  и  $S_{газ}$ —текущие площади нефтяной и газовой частей,  $q_i$ —дебиты скважин,  $t$ —время

Связь между контурным и средневзвешенным давлением устанавливалась с использованием полученных распределений давления по зонам.

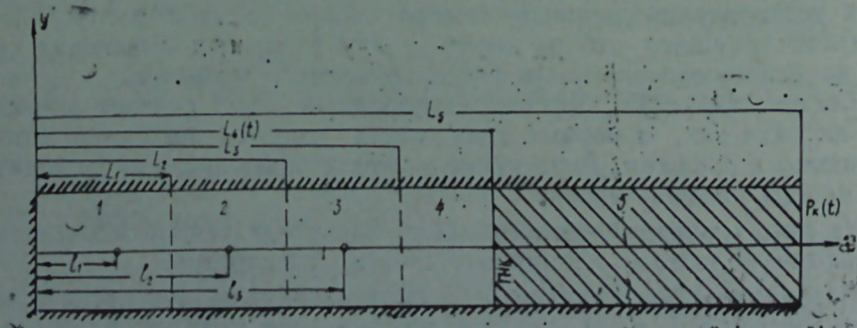


Рис. 1. Элемент неоднородной нефтегазовой залежи с начальным положением газонефтяного контакта

Подробно решение задачи описано в [3]. В табл. 1 показаны варианты разработки, отличающиеся только величинами заданных дебитов нефти по скважинам.

На рис. 2 показана форма газонефтяного контакта (ГНК) по вариантам на момент прорыва газа в ближайшие скважины. Анализ полученных результатов показал, что коэффициенты нефтеотдачи ряда вариантов к моменту прорыва газа практически совпали. Так, из сопоставления вариантов 1, 2 и 3 (см. рис. 1 и табл. 1) видим, что равнократное увеличение или уменьшение дебитов скважин сказывается лишь на времени прорыва газа (1319, 659, 440 сут, соответственно), но практически не влияет на количество вытесненной нефти (разница в крайних вариантах не превысила 0,1%).

Таблица 1

№ вариантов	$q_{нл}$ м <sup>3</sup> /сут		
	I ряд	II ряд	III ряд
1	50	50	50
2	100	100	100
3	150	150	150
4	25	50	75
5	75	50	25
6	0	75	75
7	75	0	75

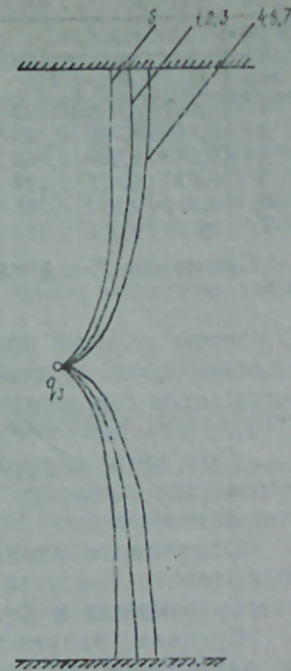


Рис. 2. Положения газонефтяного контакта в момент прорыва газа в ближайший ряд добывающих скважин при различных вариантах распределения отбора нефти между рядами

При сравнении вариантов 1, 4–7 видим, что на форму ГНК существенным образом влияет распределение заданного отбора нефти по рядам. Чем ниже дебит  $q_3$ , тем более равномерно движется контакт при условии  $q_1 + q_2 + q_3 = \text{const}$  (сравните варианты 1, 4 и 5). С другой стороны, при прочих равных условиях форма контакта в пределах рассмотренных условий в основном оказалась зависящей от величины дебита ближайшей к ГНК скважины. Последнее наглядно видно из сравнения вариантов 5, 1 и 4, 6 и 7.

Посмотрим, как ведут себя в рассмотренных условиях забойные давления в скважинах. В табл. 2 даются величины забойных давлений по ряду исследованных вариантов разработки на три фиксированных момента времени  $t_0$  (начало второй фазы),  $t = 672$  сут и  $t_{кон}$  (время прорыва газа в скважины ближайшие к ГНК). Анализ приведенных данных показывает, что влияние заданного отбора нефти на забойное давление тем сильнее, чем дальше от контакта расположена скважина. Так, сравнивая одноименные забойные давления варианта 1 при  $t = 672$  сут и варианта 2 при  $t = 336$  сут (т. е. к моменту достижения одинаковых суммарных отборов нефти по этим вариантам), видим, что увеличение темпа отбора нефти из залежи в два раза (см. табл. 1) привело к снижению забойных давлений на величину 0,132 в первой скважине, 0,096 во второй и лишь на величину 0,067 в третьей.

Таблица 2

№ вариантов	$t = t_0$			$t = 672$ сут			$t = t_{\text{кон}}$		
	$\bar{P}_{c1}$	$P_{c2}$	$\bar{P}_{c3}$	$\bar{P}_{c1}$	$\bar{P}_{c2}$	$P_{c3}$	$\bar{P}_{c1}$	$\bar{P}_{c2}$	$\bar{P}_{c3}$
1	0,857	0,894	0,923	0,648	0,684	0,713	0,501	0,538	0,567
2	0,715	0,788	0,846	0,516*	0,588*	0,646*	0,378	0,450	0,509
4	0,889	0,900	0,918	0,676	0,687	0,706	0,535	0,546	0,565
5	0,826	0,887	0,927	0,619	0,680	0,720	0,467	0,529	0,569
6	0,914	0,892	0,918	0,701	0,680	0,705	0,530	0,539	0,554
7	0,838	0,914	0,918	0,627	0,702	0,706	0,486	0,562	0,566

Примечание: \*—данные соответствуют времени  $t = 336$  сут в варианте 2 и моменту достижения равной нефтеотдачи с вариантами 1 и 4—7 при  $t = 672$  сут.

С учетом условий проведения численного эксперимента это целиком должно быть отнесено к влиянию напора газовой шапки, который ощущается скважинами тем сильнее, чем они ближе расположены к ГНК. Нетрудно убедиться, что отмеченное справедливо и для  $t_0$  и  $t_{\text{кон}}$ . При этом можно увидеть, что кроме описанной закономерности отмечается влияние удаленности ГНК на забойные давления всех скважин в целом.

Отмеченное влияние расположенности скважин относительно газонефтяного контакта на характер изменения их забойных давлений можно показать и на примере других вариантов разработки.

Сравним, например, последовательно варианты 5, 1 и 4. Они имеют один и тот же темп отбора нефти из залежи. Дебиты среднего ряда в этих вариантах не меняются. Таким образом, все отличие заключается в уменьшении дебитов скважин удаленного от ГНК ряда и увеличении на ту же величину дебитов скважин ближайшего к ГНК ряда (см. табл. 1). Из данных табл. 2 видим, что указанная операция приводит к значительно большему изменению  $\bar{P}_{c1}$ , нежели  $\bar{P}_{c3}$ .

Для установления общего характера описанной закономерности сравним между собой варианты 6 и 7, в которых дебиты скважин ближайшего к ГНК ряда оставались неизменными, а из двух оставшихся рядов скважин работал или один или другой. Сравнение данных табл. 2 показывает, что отмеченный перенос линии отбора значительно сильнее сказывается на забойных давлениях скважин наиболее удаленного от ГНК ряда. Интересно, что при этом меняется и забойное давление ближайшего к ГНК ряда, которое понижается при сближении работающих рядов скважин. Причем, если в начале исследуемого процесса это влияние почти не ощущается, то затем оно выявляется и по мере истощения пластовой энергии непрерывно возрастает.

#### Литература

1. Абасов М. Т. Гидродинамические исследования разработки газонефтяных и газоконденсатных месторождений. Теория и практика добычи нефти.—М: Недра, 1968.
2. Абасов, М. Т. Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки нефтегазоконденсатных месторождений. / Труды выездной сессии научного Совета по проблеме "Разработка нефтяных месторождений" АН СССР.—Баку, 1976.
3. Ганиев Н. М. К исследованиям процесса вытеснения нефти газом к системе скважин в неоднородных пластах.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1984, № 1.

4. Джалилов К. Н., Ганиев Н. М., Джалилов Г. И., Оруджалиев Ф. Г., Салманова С. С. О вытеснении нефти газом к системе скважин при минимально к условиям разработки нефтегазовых залежей.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1983, № 5.

5. Зиновьева Л. А., Арушанова И. И. Приближенная методика процесса вытеснения подгазовой нефти к системе скважин.—НТС, вып. 55, 1976.

6. Керим-Заде Б. С. Определение коэффициента охвата для нефтегазовой залежи при разработке ее с применением барьерного заводнения.—НТС, вып. 75, 1981

7. Николаевский Н. М., Розенберг М. Д., Шейн П. Н. Принципы промышленной оценки и разработки нефтяной оторочки газового месторождения.—ГосИНТИ, 1960.

8. Сомов В. Ф. Исследование уменьшения остаточных запасов нефти при разработке нефтегазовых залежей. Деп. ВИНТИ, 1977.

Г. Н. Чалилов, Н. М. Ганиев, Ф. И. Оруджалиев, С. С. Салманова

#### НЕФТ-ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН ИШЛЭМЭ ПРОСЕСИНИН ТЭДГИГИНЭ ДАИР

Мәгаләдә кеңиричилијинә көрә гејри-бирчине јатагда нефтин газла гујулар системине сыкышдырдымасы мәсәләсинин һәллиндәй бәһс олунур. Нефтин чыхарма сүрәтинин вә онун истисмар гујулары сыралары арасында пајланмасынын бахылан просесин эсас көстәричиләрине тәсири өјрәнилишидир.

K. N. Djalilov, N. M. Ganiev, F. G. Orudjaliev, S. S. Salmanova

#### THE INVESTIGATION OF THE DEVELOPMENT PROCESS OF OIL AND GAS DEPOSITS

The present article gives the analysis of the investigation results of the problem of oil displacement with gas to a system of wells in a heterogeneous in permeability deposit and states the influence of oil recovery rates among the rows of producing wells on the basic indices of the process studied.

УДК 622. 276. 21

Э. Х. АЗИМОВ, С. С. САЛМАНОВА

**К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧИ О ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ  
 ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПЛАСТОВ  
 В УСЛОВИЯХ ИХ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ**

Точное аналитическое решение задачи о нестационарной фильтрации к скважине в двух совместно разрабатываемых бесконечных пластах, гидродинамическое взаимодействие которых обусловлено заданием суммарного дебита скважины, связано со значительными математическими трудностями. Поэтому в ряде работ, посвященных рассмотрению данной задачи, довольствовались получением приближенных решений, справедливых лишь при больших и малых значениях времени [1, 2]. Имеются и работы, где предпринята попытка решить указанную задачу точно, в математически строгой постановке [3, 4]. Однако при переходе от изображений к оригиналам в них допущена неточность, вследствие чего полученные выражения для определения распределений давлений в обоих пластах и локальных дебитов из них содержат ошибки. В связи с необходимостью иметь точные, пригодные для практического использования аналитические формулы, в статье рассматривается решение вышеуказанной задачи.

Требуется интегрировать систему дифференциальных уравнений

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P_j}{\partial r} \right) = \frac{1}{\alpha_j} \frac{\partial P_j}{\partial t}; \quad r_c \leq r < \infty; \quad j = 1, 2 \quad (1)$$

при следующих начальных и граничных условиях:

$$P_j(r, 0) = 0 \quad (2)$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P_j(r, t) = 0 \quad (3)$$

$$P_1(r_c, t) = P_2(r_c, t) + P_{02} - P_{01} \quad (4)$$

$$2\pi \left[ r l_1 \frac{\partial P_1}{\partial r} \Big|_{r=r_c} + r l_2 \frac{\partial P_2}{\partial r} \Big|_{r=r_c} \right] = -Q_0, \quad (5)$$

где  $P_j = P_j^* - P_{0j}$ .

Здесь  $\alpha_j$  и  $l_j$  — соответственно пьезо- и гидропроводность пласта;  $Q_0$  — Дебит скважины, который для определенности принят постоянным;  $P_{0j}^*$  и  $P_j^*$  — соответственно начальное и текущее значения пластового давления;  $r_c$  — радиус скважины;  $t$  — время.

Применяя к (1)–(5) преобразование Лапласа [5]

$$\bar{f}(r, s) = \int_0^{\infty} f(r, t) e^{-st} dt, \quad (6)$$

получим решение поставленной задачи в изображениях в виде:

$$u_j = \left[ n_j K_1(\alpha_j) + \frac{Q_0 K_0(\alpha_j)}{2\pi r_c \sqrt{s}} \right] \frac{K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{\alpha_j}} \right)}{\Phi(s)}, \quad (7)$$

где

$$\Phi(s) = m_1 K_0(\lambda_2) K_1(\lambda_1) + m_2 K_0(\lambda_1) K_1(\lambda_2); \quad m_j = \frac{l_j}{\sqrt{\alpha_j}};$$

$$\lambda_j = r_c \sqrt{\frac{s}{\alpha_j}}; \quad n_j = \frac{P_{01}^* - P_{02}^*}{2} [m_1 - m_2 + (-1)^j (m_1 + m_2)];$$

$\alpha_j = \frac{1}{2} [\lambda_1 + \lambda_2 + (-1)^j (\lambda_1 - \lambda_2)]$ ;  $K_0(z)$  и  $K_1(z)$  — функции Макдональда

Используя формулу обратного перехода [5]

$$f(t) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\delta-i\infty}^{\delta+i\infty} \bar{f}(s) e^{st} ds, \quad (8)$$

из (7) получим:

$$P_j(r, t) = \frac{1}{2\pi i} \int_{-1-i\infty}^{\delta+i\infty} n_j K_1(\alpha_j) \frac{K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{\alpha_j}} \right)}{s \Phi(s)} e^{st} ds + \frac{1}{2\pi i} \int_{\delta-i\infty}^{\delta+i\infty} \frac{Q_0 K_0(\alpha_j) K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{\alpha_j}} \right) e^{st} ds}{2\pi r_c s \sqrt{s} \Phi(s)} \quad (9)$$

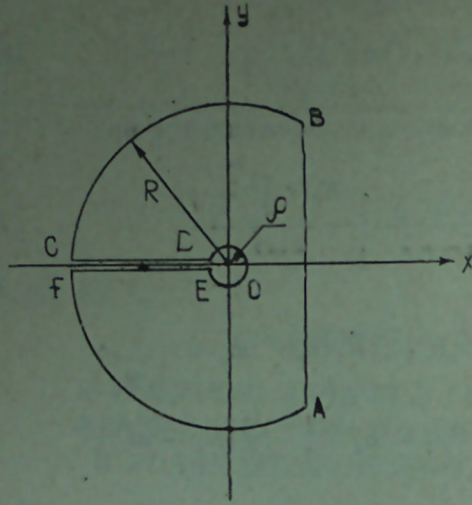
Подынтегральные функции в (9) имеют точку ветвления в начале координат и поэтому интегрирование ведется по контуру (рисунок).

Поскольку при  $R \rightarrow \infty$  интегралы по дугам  $BC$  и  $FA$  обращаются в нуль согласно лемме Жордана, а внутри контура функция однозначна и не имеет полюсов, интегралы в (9) будут равны сумме интегралов вдоль  $DC$  и  $EF$  при  $R \rightarrow \infty$  и предела интеграла по малой окружности  $G_\rho$  около начала координат при  $\rho \rightarrow 0$ , причем обход происходит против часовой стрелки.

Используя соотношение [6]

$$K_\nu \left( z e^{\pm \frac{\pi i}{2}} \right) = \pm \frac{1}{2} \pi i e^{\mp \frac{\nu \pi i}{2}} [-I_\nu(z) \pm i Y_\nu(z)], \quad (10)$$

сумму интегралов вдоль берегов разреза  $FE$  и  $CD$  для первого слагаемого в (9), получим в виде:



Контур интегрирования для нахождения оригиналов изображений по Лапласу

$$\begin{aligned} & \frac{n_j}{\pi_1} \int_{EF} \frac{e^{-z_j u^{2t}} K_1(r_c R_j u e^{\frac{i\pi}{2}}) K_0(r u e^{\frac{i\pi}{2}}) du}{u \left[ m_1 K_0(r_c R_j u e^{\frac{i\pi}{2}}) K_1(r_c u e^{\frac{i\pi}{2}}) + m_2 K_0(r_c u e^{\frac{i\pi}{2}}) K_1(r_c R_j u e^{\frac{i\pi}{2}}) \right]} + \\ & + \frac{n_j}{\pi i} \int_{CD} \frac{e^{-z_j u^{2t}} K_1(r_c R_j u e^{-\frac{i\pi}{2}}) K_0(r u e^{-\frac{i\pi}{2}}) du}{u \left[ m_1 K_0(r_c R_j u e^{-\frac{i\pi}{2}}) K_1(r_c u e^{-\frac{i\pi}{2}}) + m_2 K_0(r_c u e^{-\frac{i\pi}{2}}) K_1(r_c R_j u e^{-\frac{i\pi}{2}}) \right]} = \\ & = \frac{2n_j}{\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-z_j u^{2t}}}{u} \frac{W_{01}(u, r) \Phi_j(u) - u_{01}(u, r) T_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du, \quad (11) \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} \Phi_j(u) &= M_{j1} U_{01}^1(u; r_c) + M_{j2} U_{01}(u, r_c); \quad T_j(u) = M_{j1} W_{01}^1(u, r_c) + M_{j2} W_{01}(ur_c); \\ M_{j1} &= [m_1 + m_2 + (-1)^j (m_2 - m_1)]; \quad M_{j2} = [m_1 + m_2 + (-1)^j (m_1 - m_2)]; \\ W_{01}(u; r) &= -[I_0(ru) Y_1(r_c R_j u) + I_1(r_c R_j u) Y_0(ru)]; \\ U_{01}(ur) &= I_0(ru) I_1(r_c R_j u) - Y_0(ru) Y_1(r_c R_j u); \\ W_{01}(u; r_c) &= W_{01}(ur)|_{r=r_c}; \quad U_{01}(u; r_c) = U_{01}(ur)|_{r=r_c}; \\ W_{01}^1(u; r_c) &= -[I_0(r_c R_j u) Y_1(r_c u) + I_1(r_c u) Y_0(r_c R_j u)]; \\ U_{01}^1(u; r_c) &= I_0(r_c R_j u) I_1(r_c u) - Y_0(r_c R_j u) Y_1(r_c u); \\ R_j &= \frac{1}{2} \left[ \sqrt{\frac{x_1}{x_2}} + \sqrt{\frac{x_2}{x_1}} + (-1)^j \left( \sqrt{\frac{x_1}{x_2}} - \sqrt{\frac{x_2}{x_1}} \right) \right] \end{aligned}$$

Перейдем к вычислению интеграла по малой окружности. Остановимся на нем чуть подробнее, так как одна из неточностей работ [3, 4] допущена именно при вычислении интегралов по малым окружностям.

На малой окружности принимаем  $S = u^2 e^{i\varphi}$ , тогда интеграл по ней будет иметь вид:

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{-\pi}^{+\pi} e^{u^2 e^{i\varphi t}} \frac{K_1\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} r_c \alpha_j^*\right) K_0\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} \frac{r}{\sqrt{x_j}}\right) id\varphi}{m_1 K_1\left(\frac{r_c}{\sqrt{x_1}} u e^{\frac{i\varphi}{2}}\right) K_0\left(\frac{r_c}{\sqrt{x_2}} u e^{\frac{i\varphi}{2}}\right) + m_2 K_1\left(\frac{r_c}{\sqrt{x_2}} u e^{\frac{i\varphi}{2}}\right) K_0\left(\frac{r_c}{\sqrt{x_1}} u e^{\frac{i\varphi}{2}}\right)}$$

$$\text{где } \alpha_j^* = \frac{\alpha_j}{r_c \sqrt{s}}.$$

Используя правило Лопиталья и асимптотические представления  $K_0(z)$  и  $K_1(z)$  [6]

$K_0(z) \approx \ln \frac{z}{\gamma z}$ ;  $K_1(z) \approx \frac{1}{z}$  при  $z \rightarrow 0$ , определяем предел, к которому стремится подынтегральное выражение при  $u \rightarrow 0$ ;

$$\begin{aligned} & \lim_{u \rightarrow 0} \frac{i K_1\left(u e^{i\varphi/2} r_c \alpha_j^*\right) K_0\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} \frac{r}{\sqrt{x_j}}\right)}{m_1 K_1\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} \frac{r_c}{\sqrt{x_1}}\right) K_0\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} \frac{r_c}{\sqrt{x_2}}\right) + m_2 K_1\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} \frac{r_c}{\sqrt{x_2}}\right) K_0\left(u e^{\frac{i\varphi}{2}} \frac{r_c}{\sqrt{x_1}}\right)} = \\ & = \frac{in_j}{M_{j1} R_j + M_{j2}}. \end{aligned}$$

Тогда:

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{G_p} \frac{n_j K_1(\alpha_j) K_0\left(r \sqrt{\frac{s}{x_j}}\right) e^{st} ds}{s \Phi(s)} = \frac{n_j}{M_{j1} R_j + M_{j2}}. \quad (12)$$

В работах же [3, 4] этот интеграл посчитали равным нулю.

Окончательно, оригинал первого слагаемого в (7), т. е. первый интеграл в (9), получаем, суммируя (11) и (12):

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2\pi i} \int_{\delta-i\infty}^{\delta+i\infty} \frac{n_j K_1(\alpha_j) K_0\left(r \sqrt{\frac{s}{x_j}}\right) e^{st} ds}{s \Phi(s)} = n_j \left[ \frac{1}{M_{j1} R_j + M_{j2}} + \right. \\ & \left. + \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-z_j u^{2t}}}{u} \frac{W_{01}(u; r) \Phi_j(u) - U_{01}(ur) T_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du \right]. \quad (13) \end{aligned}$$

Рассмотрим обращение второго слагаемого в (7), т. е. второй интеграл в (9). Производить в этом случае обращение непосредственно по формуле (8), как это сделано в [3, 4] нельзя. В этом нетрудно убедиться, если рассмотреть интеграл по малой окружности  $G_p$ , подынтегральное выражение которого при  $u \rightarrow 0$  стремится не к нулю, как утверждается в [3, 4], а к бесконечности:

$$\lim_{u \rightarrow 0} \frac{K_0 \left( r_c \alpha_j^* u e^{\frac{1}{2}} \right) K_0 \left( \frac{r}{\sqrt{x_j}} u e^{\frac{1}{2}} \right)}{ue^{\frac{1}{2}} \left[ m_1 K_1 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_1}} u e^{\frac{1}{2}} \right) K_0 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_2}} u e^{\frac{1}{2}} \right) + m_2 K_1 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_2}} u e^{\frac{1}{2}} \right) K_0 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_1}} u e^{\frac{1}{2}} \right) \right]} =$$

$$= \lim_{u \rightarrow 0} \frac{-\ln \left( r u e^{\frac{1}{2}} \frac{\gamma}{2} \frac{1}{\sqrt{x_j}} \right)}{m_1 \frac{\sqrt{x_1}}{r_c} + m_2 \frac{\sqrt{x_2}}{r_c}} \rightarrow \infty$$

Поэтому для нахождения оригинала второго слагаемого в (7), согласно [7], следует пользоваться теоремой:

$$L \left[ \int_0^t f(\xi) d\xi \right] = \frac{L[f(t)]}{s}, \quad (14)$$

т. е. надо сначала таким же образом, как и для первого слагаемого в (7), найти оригинал выражения:

$$f(s) = \frac{Q_0 K_0(\alpha_j) K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{x_j}} \right)}{2\pi r_c \sqrt{s} \Phi(s)}, \quad (15)$$

а затем проинтегрировать его от 0 до  $t$ .

Таким образом, принимая как и прежде, на берегах разреза  $s = u^2 x_j e^{\pm i\pi}$ , получим, что сумма интегралов вдоль  $FE$  и  $CD$  будет равна:

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{FE} \frac{Q_0 K_0(\alpha_j) K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{x_j}} \right) e^{st} ds}{2\pi r_c \sqrt{s} \Phi(s)} + \frac{1}{2\pi i} \int_{CD} \frac{Q_0 K_0(\alpha_j) K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{x_j}} \right) e^{st} ds}{2\pi r_c \sqrt{s} \Phi(s)} =$$

$$= \frac{Q_0 \sqrt{x_1}}{\pi^2 r_c} \int_0^\infty e^{-x_j u^2 t} \frac{U_{00}(r, u) T_j(u) - W_{00} \Phi_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du. \quad (16)$$

Находя так же, как выше, предел, к которому стремится подынтегральное выражение в интеграле по малой окружности, имеем:

$$\lim_{u \rightarrow 0} \frac{K_0 \left( u e^{\frac{1}{2}} r_c \alpha_j^* \right) K_0 \left( u e^{\frac{1}{2}} \frac{r}{\sqrt{x_j}} \right) u e^{\frac{1}{2}}}{m_1 K_1 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_1}} u e^{\frac{1}{2}} \right) K_0 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_2}} u e^{\frac{1}{2}} \right) + m_2 K_1 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_2}} u e^{\frac{1}{2}} \right) K_0 \left( \frac{r_c}{\sqrt{x_1}} u e^{\frac{1}{2}} \right)}$$

$$= -\lim_{u \rightarrow \infty} \frac{u^2 \ln \left( r u e^{\frac{1}{2}} \frac{1}{\sqrt{x_j}} \frac{\gamma}{2} \right) r_c e^{1/2}}{m_1 \sqrt{x_1} + m_2 \sqrt{x_2}} = 0.$$

Следовательно, (16) представляет собой оригинал выражения (15). Тогда, с учетом (14) из (17) получим искомый оригинал:

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{\delta-i\infty}^{\delta+i\infty} \frac{Q_0 K_0(\alpha_j) K_0 \left( r \sqrt{\frac{s}{x_j}} \right) e^{st} ds}{2\pi r_c s \sqrt{s} \Phi(s)} = \frac{Q_0}{\pi^2 r_c \sqrt{x_j}} \int_0^\infty \frac{1 - e^{-x_j u^2 t}}{u^2} \times$$

$$\times \frac{U_{00}(ru) T_j(u) - W_{00} \Phi_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du. \quad (17)$$

Суммируя (13) и (17), окончательно для распределения давлений в пластах будем иметь;

$$P_j = n_j \left[ \frac{1}{M_{j1} R_j + M_{j2}} + \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-x_j u^2 t}}{u} \frac{W_{01}(r, u) \Phi_j(u) - U_{01}(r, u) T_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du \right] +$$

$$+ \frac{Q_0}{\pi^2 r_c \sqrt{x_j}} \int_0^\infty \frac{1 - e^{-x_j u^2 t}}{u^2} \frac{U_{00}(r, u) T_j(u) - W_{00}(r, u) \Phi_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du \quad (18)$$

Здесь:

$$U_{00}(r, u) = I_0(r_c R_j u) I_0(ru) - Y_0(r_c R_j u) Y_0(ru);$$

$$W_{00}(r, u) = -[I_0(ru) Y_0(r_c R_j u) + I_0(r_c R_j u) Y_0(ru)].$$

Легко проверить, что несобственные интегралы в (18) в отличие от интегралов, полученных в [3, 4], являются сходящимися.

Нетрудно также убедиться, что, принимая в выражении (18)  $x_1 = x_2 = x$ ;  $l_1 = l_2 = l$ ;  $P_{01} = P_{02}$ , из него как частный случай получается известное выражение распределения давления для фильтрации в однородном пласте к скважине конечного радиуса с заданным дебитом  $Q_0$ :

$$P_j = \frac{Q_0}{2\pi^2 r_c l_j} \int_0^\infty \frac{1 - e^{-x_j u^2 t}}{u^2} \frac{I_1(r_c u) Y_0(ru) - I_0(ru) Y_1(r_c u)}{I_1^2(r_c u) + Y_1^2(r_c u)} du$$

(см., например, соответствующую формулу (5.17) в [7]).

Дифференцируя выражение (18) по  $r$ , определяем локальные дебиты  $q_j$ :

$$q_j = -2\pi l_j \left( r \frac{\partial P_j}{\partial r} \right)_{r=r_c} = \frac{2Q_0 l_j}{\pi \sqrt{x_j}} \int_0^\infty \frac{1 - e^{-x_j u^2 t}}{u} \times$$

$$\times \frac{W_{01}(r_c u) \Phi_j(u) - U_{01}(r_c u) T_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du +$$

$$+ 4r_c l_j n_j \int_0^\infty e^{-x_j u^2 t} \frac{U_{11}(r_c u) T_j(u) - W_{11}(r_c u) \Phi_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du. \quad (19)$$

Здесь

$$W_{11}(r_c u) = -[I_1(r_c u) Y_1(r_c R_j u) + Y_1(r_c u) I_1(r_c R_j u)];$$

$$U_{11}(rcu) = I_1(rcu)I_1(rcR_ju) - Y_1(rcu)Y_1(rcR_ju).$$

Интегралы в (19) сходятся, но второй из них сходится медленно. Для улучшения сходимости найдем явное выражение входящих в него не зависящих от времени слагаемых из других соображений. Очевидно, что формулы локальных дебитов можно получить также дифференцируя изображение давления (7) по  $r$ , а затем произведя соответствующее обращение полученного  $q_j$ :

$$\bar{q}_j = 2\pi r_c l_j \left[ \frac{Q_0 K_0(\alpha_j) K_1\left(r_c \sqrt{\frac{s}{\alpha_j}}\right)}{2\pi r_c \sqrt{\alpha_j s} \Phi(s)} + \frac{n_j K_1(\alpha_j) K_1\left(r_c \sqrt{\frac{s}{\alpha_j}}\right)}{\sqrt{\alpha_j s} \Phi(s)} \right] \quad (20)$$

Произведя обращение (20) по формуле (8), для локальных дебитов, получим выражение:

$$q_j = \frac{Q_0(\varepsilon_2)^{j-1}}{1 + \varepsilon_2} - \frac{2Q_0 l_j}{\pi \sqrt{\alpha_j}} \int_0^\infty \frac{e^{-\alpha_j u^{2t}}}{u} \frac{W_{01}(rcu)\Phi_j(u) - U_{01}(rcu)T_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du +$$

$$+ 4r_c l_j n_j \int_0^\infty e^{-\alpha_j u^{2t}} \frac{U_{11}(rcu)T_j(u) - W_{11}(rcu)\Phi_j(u)}{\Phi_j^2(u) + T_j^2(u)} du,$$

где

$$\varepsilon_2 = \frac{l_2}{l_1} \quad (21)$$

Очевидно, выражения (19) и (21) полностью эквивалентны, но для качественного анализа более пригодна формула (21). Последние слагаемые в них абсолютно одинаковы, нестационарная часть первого интеграла в (19) совпадает со вторым слагаемым в (21), а первое слагаемое в (21) представляет собой стационарную часть первого интеграла в (19).

Таким образом найдено точное аналитическое решение задачи о фильтрации жидкости к скважине конечного радиуса с заданным постоянным отбором, вскрывшей два бесконечных изолированных пласта. Получены выражения для распределения давления в обоих пластах, а также для локальных дебитов из каждого пласта. Анализ полученных выражений показывает, что при  $t \rightarrow \infty$ ;  $P_j \rightarrow \infty$ , т. е. задача не имеет стационарного продолжения. Локальные же дебиты при  $t \rightarrow \infty$  стремятся к стационарным величинам, пропорциональным гидропроводностям соответствующего пласта.

#### Литература

1. Каменецкий С. Г., Борисов Ю. П. К вопросу об определении основных гидродинамических параметров в пластах, расчлененных на отдельные пропластки. Труды ВНИИ, вып. XIX.—М.: Гостоптехиздат, 1959, стр. 164—173.
2. Блинов А. Ф. О восстановлении давления в скважине, эксплуатирующей два пласта с различным пластовым давлением. Труды ТатНИИ, вып. 2.—Бугульма: Таткнигоиздат, 1960, стр. 253—260.
3. Абуталиев Э. Б., Алимухамедов С., Бекбаев К. К вопросу о нестационарной фильтрации в совместно разрабатываемых пластах. Сб. научн. трудов Ташкентского политехнического института, вып. 215.—Ташкент, 1977, стр. 59—62.
4. Абуталиев Э. Б., Бабакаев С. Н., Бекматов Ш. Аналитическое решение краевой задачи нестационарной фильтрации и гидродинамического взаимодей-

ствия пластов в условиях их совместной разработки при заданном суммарном дебите.—Ташкент, 1981.—30 с.—Рукопись представлена Ташкентским политехническим институтом. Деп. в ВИНТИ в 1981 г., № 3213.

5. Романовский П. И. Ряды Фурье, теория поля. Аналитические и специальные функции. Преобразование Лапласа.—М.: Наука, 1973.—336 с.

6. Янке В., Эмде Ф., Леш Ф. Специальные функции.—М.: Наука, 1968.—342 с.

7. Карслоу Х. и Егер Д. Теплопроводность твердых тел.—М.: Наука, 1966

Е. Х. Эзимов, С. С. Салманова

#### ТЭЧРИД ОЛУНМУШ НЕФТ ЛАЈЛАРЫ БИРКЭ ИШЛЭНЭРКЭН ОНЛАРЫН ГИДРОДИНАМИК ГАРШЫЛЫГЛЫ ТЭ'СИРИ ҲАГГЫНДА МЭСЭЛЭНИН ҲАЛЛИ

Мэгалэдэ бир-бириндэн тэчрид олуи муш 2 сонсуз лајин м'лум һасглатла иш-ләјән гују илә ачылмасы заманы нефтин гәрарлашмамыш сүзләмәси һаггында мәсә-ләнин ријазии дэгиг һәлли верилмишдир. Тәзјигин лајларда пајланмасы вә һәр бир лајин һасилаты үчүн дүстурлар алынмышдыр.

E. Kh. Azimov, S. S. Salmanova

#### THE SOLUTION OF A PROBLEM OF HYDRODYNAMIC INTERACTION OF ISOLATED RESERVOIRS UNDER CONDITIONS OF THEIR MUTUAL DEVELOPMENT

The article deals with a precise solution of the problem of oil filtration to a well of a final radius with a given output that instantly opened up two isolated infinite reservoirs with different initial pressures. The authors obtained the expressions for pressure distribution in each reservoir and local outputs.

УДК 622. 276. 038 : 532. 5

Н. Д. ДЖАФАРОВ, Т. И. КАЗЫМОВ

### О ВЛИЯНИИ ТРЕЩИН НА РАБОТУ СКВАЖИН В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, СОСТОЯЩИХ ИЗ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПЛАСТОВ

Изучению движения жидкости в пористой среде при наличии естественных и искусственных горизонтальных и вертикальных трещин, особенно в условиях однородных по проницаемости однопластовых месторождений, посвящено много работ [1—9 и др.] В работах [3 и 4] было исследовано влияние трещин на приток жидкости в кусочно-однородном пласте и установлены характерные особенности влияния скачкообразного изменения проницаемости на работу скважин при наличии трещин в их призабойных зонах.

Следует отметить, что с точки зрения разработки и проектирования нефтяных месторождений большое практическое и теоретическое значение имеет решение этих задач в условиях многопластовых залежей.

В данной работе решена задача о фильтрации жидкости в многопластовой залежи при наличии трещин в призабойных зонах скважин, предполагая, что известен общий дебит каждой скважины, полученный из всех пластов, проницаемость в которых либо является постоянной, либо изменяется скачкообразно вдоль простирания, а также определенное соотношение между забойными давлениями в разных пластах, обусловленное наличием разности статических давлений.

Кроме того, предполагается, что пласты являются изолированными и связь между ними устанавливается через скважины. Мощности пластов считаются постоянными. Скважины одновременно вскрывают все пласты на их полную мощность. Трещины расположены только в призабойных зонах скважин и различаются по длине. Требуется найти дебиты скважин и их забойные давления в различных пластах.

В случае полосообразной залежи со скачкообразно меняющейся проницаемостью в ее пластах при одностороннем и двустороннем напоре комплексный потенциал в  $j$ -ой зоне  $r$ -го пласта согласно [3] представляется в виде:

$$F_{rj}(z) = a_{rj} + b_{rj}z + \frac{q_{rj}}{2\pi H_r} \operatorname{Arsh} \frac{\operatorname{sh} [0,5(z - z_j)]}{\sin(0,5d_{rj}^*)} +$$

$$+ \sum_{x=1}^{\infty} [A_{x r j} \exp xz + B_{x r j} \exp(-xz)], \quad (1)$$

где

$$z = \frac{\pi \xi}{b}; \quad z_j = \frac{\pi \xi_j}{b}; \quad d_{rj}^* = \frac{\pi d_{rj}}{b}; \quad \xi = x + iy;$$

$$\xi_j = x_j + iy_j; \quad a_{rj}, b_{rj}, A_{x r j} \text{ и } B_{x r j}$$

являются известными коэффициентами, они определяются из соответствующих выражений, найденных для однопластовой залежи в [3] при замене в них  $k_j$ ,  $H$ ,  $\lambda_j$ ,  $P_{к0}$  и  $P_{кn}$  соответственно на  $k_{rj}$ ,  $H_r$ ,  $\lambda_{rj}$ ,  $P_{кr0}$  и  $P_{кrn}$  причем  $b$  и  $n$ —половина ширины залежи и число зон соответственно;  $d_{rj}$ —длина трещины;  $H_r$ —мощность,  $k_{rj}$ —коэффициент проницаемости;  $P_{кr0}$  и  $P_{кrn}$ —давления на поверхностях напора, находящихся в первой и  $n$ -ой зонах неоднородности соответственно;  $q_{rj}$ —дебит скважины;  $(x, y)$  и  $(x_j, y_j)$ —координаты произвольной точки пласта и центра скважины (т. е. координаты середины трещины);  $r$ —номер пласта;  $j$ —номер зоны неоднородности по проницаемости. Из (1) забойное давление определяется в виде:

$$P_{c r j} = P_{гкп} - \sum_{v=1}^n q_{r v} D_{r v j}, \quad j = 1, 2, \dots, n; \quad r = 1, 2, \dots, S, \quad (2)$$

где  $P_{c r j}$ —забойное давление;  $D_{r v j}$ —известная величина, зависящая от всех данных задачи.

В случае одностороннего напора для определения дебитов скважин  $q_{rj}$  и давления на их забое  $P_{c r j}$  в различных пластах двухпластового ( $s = 2$ ) месторождения получаем систему уравнений, имеющую вид:

$$\begin{cases} \sum_{v=1}^n q_{1v} B_{1v} = \alpha_{j*}; & P_{c1j} = P_{к1} - \sum_{v=1}^n q_{1v} D_{1v j}, \\ q_{2j} = Q_j - q_{1j}; & P_{c2j} = \alpha_1 + P_{c1j}, \end{cases} \quad (3)$$

где

$$\alpha_{j*} = \alpha_1 (1 - v_1) + \sum_{v=1}^n Q_v D_{2v j}; \quad v_1 = \frac{P_{к2} - P_{к1}}{P_{c21} - P_{c11}},$$

причем во всех приведенных в (3) равенствах  $j = 1, 2, \dots, n$ ;  $\alpha_1$ —разность между забойными давлениями скважин в разных пластах (известная величина);  $Q_v$ —суммарный дебит  $v$ -ой скважины, полученный из обоих пластов (известная величина).

В случае, когда месторождение состоит из  $s$  изолированных пластов (пропластков), система (3) выглядит так:

$$\left\{ \begin{aligned} q_{sj} &= Q_j - \sum_{r=1}^{s-1} q_{rj}; \quad P_{crj} = \alpha_{r-1} + P_{c1j}; \quad r = 2, 3, \dots, s, \\ \sum_{v=1}^n (q_{1v} D_{1vj} - q_{rv} D_{rvj}) &= \alpha_{r-1} (1 - v_{r-1}); \quad r = 2, 3, \dots, s-1, \\ \sum_{v=1}^n \left( q_{1v} D_{1vj} - \sum_{r=1}^{s-1} q_{rv} D_{svj} \right) &= \alpha_s (1 - v_s) + \sum_{v=1}^n Q_v D_{svj}, \end{aligned} \right. \quad (4)$$

где  $v_{r-1} = (P_{kr} - P_{kl}) / (P_{crj} - P_{c1j})$ ,  $\alpha_{r-1}$  — статическое давление между первым и  $r$ -ым пластами (известная величина), причем в системе (4) также, как и в системе (3),  $j = 1, 2, \dots, n$ .

Аналогичным образом составляются соответствующие системы уравнений для определения дебитов скважин и их забойных давлений при двустороннем напоре.

Для установления влияния наличия трещин в призабойной зоне на дебиты и забойные давления скважин, работающих в различных пластах неоднородного по проницаемости двухпластового ( $s=2$ ) месторождения, ограниченного непроницаемой поверхностью и поверхностью постоянного напора при  $Q_1 = 232 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $\mu_1 = \mu_2 = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$  ( $\mu_1$  и  $\mu_2$  — вязкости нефти первого и второго пластов, соответственно);  $\alpha_1 = 0,2 \text{ МПа}$ ;  $H_1 = H_2 = 10 \text{ м}$ ;  $b = 100 \text{ м}$  и  $v_1 = 1$ , проведены расчеты для следующих случаев.

1. Каждый пласт однороден по проницаемости, но в разных пластах значения их разные. Разработка месторождения ведется при условии одновременно-совместной эксплуатации одной прямолинейной цепочкой добывающих скважин, которые вскрывают оба пласта. В этом случае, кроме вышеприведенных гипотетических данных, также использованы следующие данные:  $k_1 = 0,1k_0$ , либо  $k_1 = 0,2k_0$  и различные значения  $k_2$ ,  $a_1$  и  $a_2$ , предполагая, что  $k_{r1} = k_{r2} = \dots = k_{rn} = k_r$ .

2. Первый пласт состоит из двух зон с разными проницаемостями, а второй однороден. Разработка ведется при том же условии предыдущего случая, причем вскрытие в первом пласте осуществлено в первой (призабойной) зоне относительно непроницаемой поверхности, т. е.  $n = 2$ ;  $q_{12} = q_{22} = 0$ ;  $k_{21} = k_{22}$ . При этом, кроме вышеприведенных данных, также использованы следующие данные:  $l_2 = 3l_1$ ;  $l_1 = b$ ;  $k_{12} = k_{21} = k_{22} = 0,1k_0$ ;  $k_{12} = k_{21} = k_{22} = 0,2k_0$  (в первом варианте);  $k_{11} = k_{21} = k_{22} = 0,1k_0$ ;  $k_{11} = k_{21} = k_{22} = 0,2k_0$  (во втором варианте) и различные значения  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $k_{12}$  (в первом варианте) и  $k_{11}$  (во втором варианте). Принимается, что  $k_0 = 10^{-12} \text{ м}^2$ . Через  $a_1$  и  $a_2$  обозначены  $d_{11}$  и  $d_{21}$ , соответственно;  $l_1$  и  $l_2$  — расстояние линии раздела зон неоднородности по проницаемости и поверхности постоянного напора от прямой, на которой расположены скважины (трещины). Для проведения расчетов используются следующие приближенные, но с высокой степенью точности, формулы расчета, полученные из (3):

$$q_{21} = Q_1 - q_{11}; \quad \Delta P_{1*} = \frac{2\pi k_0 H_1 (P_{к1} - P_{с11})}{\mu_1 Q_1} = \frac{A_1 q_{11}}{Q_1}, \quad (5)$$

$$q_{11} = Q_1 \frac{1 - \alpha_1 (v_1 - 1) \frac{2\pi k_0 H_2}{Q_1 \mu_2 A_2}}{1 + \frac{A_1 \mu_1 H_2}{A_2 \mu_2 H_1}}, \quad (6)$$

где

$$A_i = \frac{k_0}{k_i} \left( \frac{\pi l_i}{b} - \ln 2 \sin \frac{\pi a_i}{2b} \right) + \frac{\pi (l_2 - l_1) k_0}{b k_{i2}}; \quad i = 1, 2.$$

Если месторождение состоит из двух однородных по проницаемости пластов (т. е. если  $k_{11} = k_{12} = k_1$ ), то при равенстве длины трещин в обоих пластах (т. е. при  $a_1 = a_2 = a_*$ ) имеем:

$$\begin{aligned} q_{21} &= Q_1 - q_{11}, \\ \Delta P_{1*} &= \frac{2\pi k_0 H_1 (P_{к1} - P_{с11})}{\mu_1 Q_1} = \frac{A q_{11}}{Q_1}. \end{aligned} \quad (7)$$

$$q_{11} = Q_1 \frac{1 - \alpha_1 (v_1 - 1) \frac{2\pi k_2 H_2}{Q_1 A \mu_2}}{1 + \frac{\mu_1 k_1 H_2}{\mu_2 k_2 H_1}}, \quad (8)$$

где

$$A = \frac{\pi l_1}{b} - \ln 2 \sin \frac{\pi a_*}{2b}.$$

Из (8) при  $v_1 = 1$  получается известная формула дебита для скважин двухпластовой залежи без наличия трещин в призабойной зоне. Но надо иметь в виду, что наличие трещин в данном случае отражается на давлениях на них.

С целью ограничения объема статьи приводятся значения давления на забое (трещинах) (рис. 1, 2) и безразмерного дебита как доли

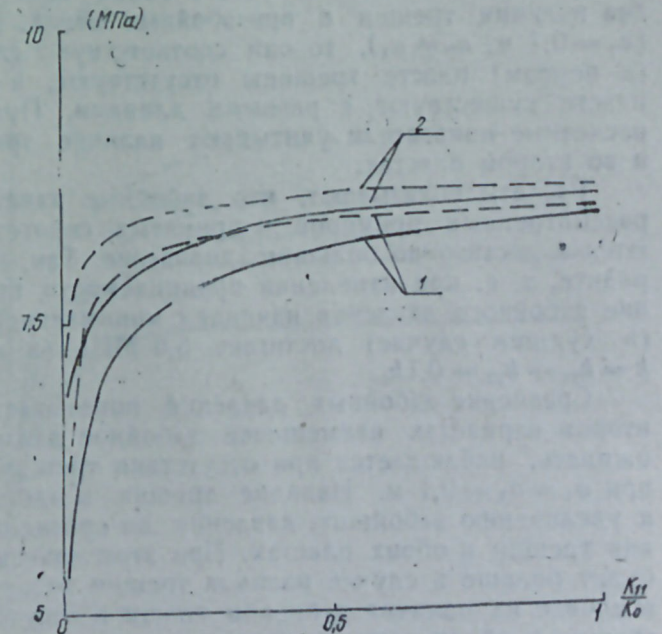


Рис. 1. Зависимость изменения давления на трещинах (на забое скважин) от  $\frac{k_{11}}{k_0}$  при  $k_{12} = k_{21} = k_{22} = 0,1k_0$ : 1 —  $a_2 = 0,1 \text{ м}$ ; 2 —  $a_2 = 25 \text{ м}$ ;  $a_1$  (сплошная линия) =  $0,1 \text{ м}$ ;  $a_1$  (пунктирная линия) =  $50 \text{ м}$

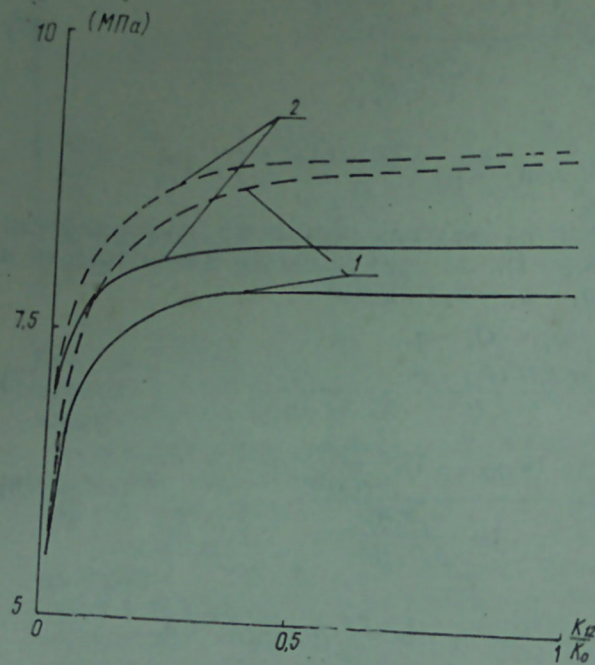


Рис. 2. Зависимость изменения давления на трещинах (на забое скважин) от  $\frac{k_{12}}{k_0}$  при  $k_{11} = k_{12} = k_{22} = 0,1 k_0$  (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

суммарного дебита одной скважины, полученного из обоих пластов (рис. 3, 4), вычисленные только для скважины первого пласта. Вычисления проводились по формулам (5) и (6) при  $\nu_1 = 1$ .

Отметим, что результаты расчетов, соответствующие различным значениям проницаемости при  $a_1 = a_2 = 0,1$  м и приведенные на рисунках 1–4, показывают, что в обоих пластах скважины работают без наличия трещин в призабойных зонах. Если  $a_2 = 0,1$  м,  $a_1 \neq a_2$  ( $a_1 = 0,1$  м,  $a_2 \neq a_1$ ), то они соответствуют случаю, когда во втором (в первом) пласте трещины отсутствуют, а в первом (во втором) пласте существуют с разными длинами. При  $a_1 \neq 0,1$  м,  $a_2 \neq 0,1$  м расчетные показатели учитывают наличие трещин как в первом, так и во втором пластах.

Расчеты показывают, что забойные давления скважин в рамках рассмотренных примеров и принятых гипотетических данных меняются в достаточно большом диапазоне. Так, например, в первом варианте, т. е. при изменении проницаемости призабойной зоны значения забойного давления начиная с минимального значения его 5,3 МПа (в худшем случае) достигает 8,6 МПа (в лучшем случае), когда  $k = k_{21} = k_{22} = 0,1 k_0$ .

Сравнение забойных давлений показывает, что и в первом и во втором вариантах наименьшее забойное давление, как и следовало ожидать, наблюдается при отсутствии трещин в обоих пластах, т. е. при  $a_1 = a_2 = 0,1$  м. Наличие трещин в одном из пластов приводит к увеличению забойного давления по сравнению со случаем отсутствия трещин в обоих пластах. При этом значение забойного давления будет больше в случае наличия трещин только во втором пласте, чем в случае их наличия в первом пласте и отсутствия во втором (длины трещин в обоих случаях принимаются одинаковыми). Одновременно

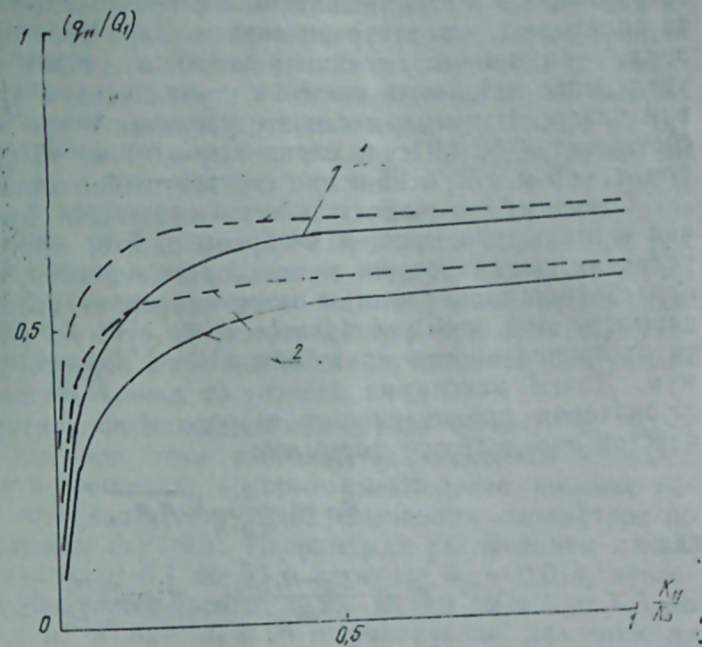


Рис. 3. Зависимость изменения безразмерного дебита одной скважины первого пласта от  $\frac{k_{11}}{k_0}$  при  $k_{12} = k_{21} = k_{22} = 0,1 k_0$  (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

существование трещин в обоих пластах сказывается на увеличении забойных давлений. Во всех этих случаях абсолютные значения давления существенно зависят от значения проницаемостей призабойной и приконтурной зоны, взятых из соответствующих интервалов их изменения, как будет показано дальше. Сравнение забойных давлений

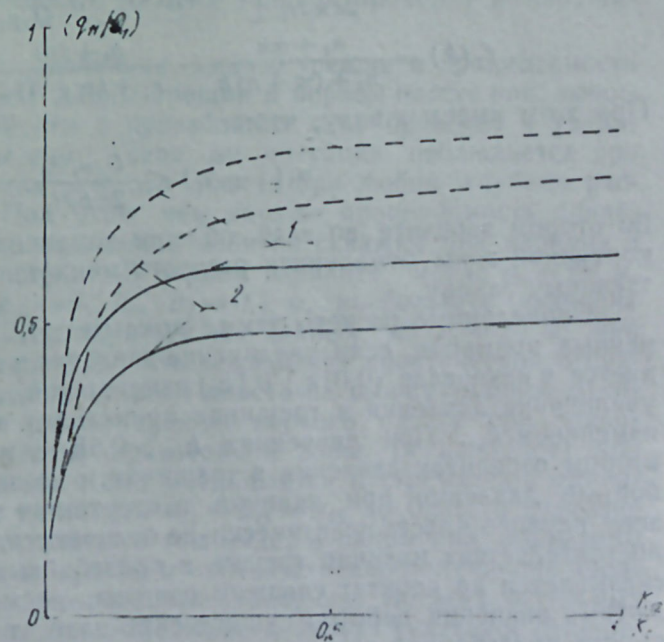


Рис. 4. Зависимость изменения безразмерного дебита одной скважины первого пласта от  $\frac{k_{12}}{k_0}$  при  $k_{11} = k_{22} = k_{21} = 0,1 k_0$  (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

при наличии и отсутствии трещин в призабойных зонах первого пласта показывает, что в первом варианте, при всех прочих равных условиях, чем меньше длина трещины во втором пласте, тем больше увеличение забойного давления с увеличением длины трещин в первом пласте. Например, если это увеличение при  $a_1=5$  м,  $k_{11}=0,02k_0$  составляет 0,52 МПа в случае  $a_2=0,1$  м, то при тех же условиях при  $a_2=5$  м и  $a_2=25$  м оно соответственно составит 0,34 и 0,26 МПа.

Отметим, что разность забойными давлениями при наличии и отсутствии трещин в первом пласте, при всех прочих равных условиях, увеличивается до некоторого значения, когда проницаемость призабойной зоны растет, а затем падает, несмотря на то, что проницаемость этой зоны увеличивается. То есть эта разность в зависимости от проницаемости призабойной зоны первого пласта имеет максимум. Точка максимума зависит от длины трещин в обоих пластах, от значения проницаемостей второго и приконтурной зоны первого пластов определяется формулой:

$$k_{11} = \frac{k_0}{m+n} \sqrt{n_1 n_2}, \quad (9)$$

где

$$m = \frac{\pi(l_2 - l_1)k_0}{bk_{12}}, \quad n = \frac{\mu_2 H_1}{\mu_1 H_2} A_2,$$

$$n_1 = \frac{\pi l_1}{b} - \ln 2 \sin \frac{\pi a_1}{2b}; \quad n_2 = \frac{\pi l_1}{b} + \ln \frac{b}{\pi r_c},$$

$r_c$  — радиус скважины.

Максимальное значение разности между забойными давлениями при наличии и отсутствии трещин ( $\beta_1(k)$ ) при помощи (9) находится формулой:

$$\beta_1(k) = \frac{n \mu_1 Q_1}{2\pi k_0 H_1} \left[ 1 - \alpha_1 (1 - \nu_1) \frac{2\pi k_0 H_2}{Q_1 \mu_1 A_2} \right] \cdot f_1(k), \quad (10)$$

$$f_1(k) = \frac{n_2 + mk}{n_2 + (m+n)k} - \frac{n_1 + mk}{n_1 + (m+n)k}; \quad k = \frac{k_{11}}{k_0}.$$

При этом имеем в виду, что:

$$\alpha_1 (1 - \nu_1) < \frac{Q_1 \mu_1 A_2}{2\pi k_0 H_2}.$$

Во втором варианте во всей области изменения проницаемости приконтурной зоны отмеченная разность меняется по монотонно возрастающему закону.

Проведенные расчеты также показывают, что в рамках рассмотренных примеров, если увеличение давления в первом варианте наблюдается в интервале  $(0,01k_0; 0,1k_0)$  изменения  $k_{11}$ , то во втором варианте увеличение давления в трещинах происходит в интервале  $(0,05k_0; k_0)$  изменения  $k_{12}$ . При значениях  $k_{11} > 0,5k_0$  в первом и  $k_{12} < 0,05k_0$  во втором вариантах давления в трещинах и на забое скважин, т. е. забойные давления при наличии и отсутствии трещин в призабойной зоне первого пласта практически не отличаются. Естественно, при этих обстоятельствах наличие трещин в призабойных зонах практически не сказывается на дебитах скважин пластов, несмотря на то, что абсолютные значения дебитов существенно зависят от значения проницаемости призабойной зоны.

Следует отметить, что в первом варианте на абсолютные значения давления в трещинах большее влияние оказывает длина трещин второго пласта, чем первого, особенно при малых значениях проницаемости призабойной зоны. Например, в случае  $k_{11}=0,01k_0$ ,  $k_{12}=k_{21}=k_{22}=0,1k_0$  с увеличением длины трещины в первом пласте от 0,1 до 50 м давление в трещинах увеличивается на 0,9 МПа, от 5,3 до 6,2 МПа при  $a_2=0,1$  м, а при тех же условиях в случае  $a_2=25$  м увеличение давления в трещинах составляет примерно 0,4 МПа, давление же увеличивается от 6,9 до 7,3 МПа. В этом случае при тех же условиях с увеличением длины трещины второго пласта от 0,1 до 25 м давление в трещинах в первом пласте увеличивается уже на 1,6 МПа, от 5,3 до 6,9 МПа, если  $a_1=0,1$  м, а при  $a_1=50$  м увеличение составляет примерно 1 МПа, в этом случае давление увеличивается от 6,2 до 7,3 МПа.

Аналогичная картина наблюдается и в случае  $k_{11}=0,01k_0$ ,  $k_{12}=k_{21}=k_{22}=0,2k_0$ . Но при этом наблюдается несколько меньшее увеличение давления в трещинах, которые имеют более высокие абсолютные значения при соответствующих значениях параметров по сравнению с предыдущим случаем. Например, с увеличением длины трещины в первом пласте от 0,1 до 50 м в случае  $k_{11}=0,01k_0$  давление в трещинах увеличивается всего лишь на 0,3 МПа, от 7,5 до 7,8 МПа при  $a_2=0,1$  м, а при  $a_2=25$  м увеличение давления на трещинах при тех же прочих условиях составляет всего 0,15 МПа, от 8,36 до 8,51 МПа. Проведенные для дебитов расчеты показывают, что дебиты скважин в различных пластах, как доля заданного суммарного дебита скважин, полученного из обоих пластов, пропорциональны их проницаемостям как при отсутствии, так и при наличии трещин в призабойной зоне, если соблюдается равенство длины трещин в обоих пластах и разностей между контурными и забойными давлениями. Нарушение одного из этих условий приводит к нарушению сделанного вывода.

При фиксированных значениях длины трещин и проницаемости второго пласта увеличение длины трещин в первом пласте при любом значении его проницаемости в призабойной зоне приводит к увеличению дебита скважин в нем. Такая же ситуация наблюдается при увеличении проницаемости первого пласта при любой глубине раскрытия в нем трещин. При этом чем меньше проницаемость призабойной зоны, тем больше отношение дебитов скважин при наличии и отсутствии трещин и наоборот. В первом варианте, когда  $a_1=50$  м,  $k_{11}=0,01k_0$ ,  $k_{12}=k_{21}=k_{22}=0,1k_0$ ,  $a_2=0,1$  м, наибольшее значение этого отношения равно 2,44. При тех же данных, но  $a_2=25$  м, оно принимает значение, равное 2,39, что показывает практическое отсутствие влияния длины трещин второго пласта на вышеуказанное отношение. С уменьшением длины трещин первого пласта при заданном значении проницаемости призабойной зоны (и наоборот) при всех прочих равных условиях оно уменьшается и стремится к единице при  $a_1=0,1$  м. Если увеличить  $k_{11}=k_{21}=k_{22}$  до  $0,2k_0$ , а значение остальных параметров оставить в том виде, в каком они приведены выше, то для  $a_2=0,1$  м и  $a_2=25$  м соответственно получаются числа 2,6 и 2,8, т. е. несколько увеличенные значения. Во всех остальных случаях изменения длины трещины первого пласта указанное отношение дебитов при  $k_{11}=0,01k_0$  меняется в интервале (1; 2,4) и (1; 2,7).

Однако надо отметить, что абсолютное значение дебита скважин при малых значениях проницаемости призабойной зоны зависит от длины трещин и проницаемости приконтурной зоны второго пласта. При больших же значениях проницаемости дебит практически не зависит от названных параметров.

В случае изменения проницаемости приконтурной зоны длина трещин пластов при лучших проницаемостях оказывает большее влияние на дебит скважин, чем при худших. При этом наибольшее увеличение дебита скважин достигается в случае наличия трещин длиной 50 м в первом и 25 м во втором пластах. Это увеличение при  $k_{12} = k_0$  примерно составляет 1,47 и 1,45 раза соответственно для  $k_{11} = k_{21} = k_{22} = 0,1k_0$  и  $k_{11} = k_{21} = k_{22} = 0,2k_0$ .

Отметим, что в первом варианте при  $k_{11} > 0,5k_0$  и во втором — при  $k_{12} < 0,05k_0$  увеличение длины трещины пластов практически не приводит к изменению дебита скважины.

Анализ формулы (6), полученной для вычисления дебита, показывает, что в первом варианте разность между дебитами, как и разность между забойными давлениями при наличии или отсутствии трещин в первом пласте, при всех прочих равных условиях, увеличивается до некоторого значения, когда проницаемость призабойной зоны растет, а затем падает, несмотря на то, что проницаемость этой зоны увеличивается. То есть отмеченная разность в зависимости от проницаемости призабойной зоны имеет максимум, который определяется формулой:

$$\beta_2(k) = n f_2(k) \left[ 1 - \alpha_1 (\nu - 1) \frac{2\pi k_0 H_2}{Q_1 \mu_2 A_2} \right], \quad (11)$$

где

$$f_2(k) = \frac{(n_2 - n_1)k}{[n_1 + (m+n)k][n_2 + (m+n)k]}; \quad k = \frac{k_{11}}{k_0},$$

причем  $k_{11}$  — определяется согласно формуле (9). Здесь, как и в формуле (10), предполагается, что:

$$1 - \alpha_1 (\nu - 1) \frac{2\pi k_0 H_2}{Q_1 \mu_2 A_2} > 0.$$

#### Литература

1. Абасов М. Т., Джалилов К. Н. Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных и газовых месторождений.—Баку, Азернефтешр, 1960.—255 с.
2. Абдурахманов И. М., Алишаев М. Г. Плоская стационарная фильтрация в пласте, разделенном прямой трещиной.—МЖГ, 1973, № 4, с. 173—177.
3. Джафаров Н. Д. Приток жидкости к системе трещин в неоднородной по проницаемости пористой среде. /Матер. респуб. научно-теор. конф. по геол. и разраб. нефт. газ. и газоконд. мест.—Баку: Элм, 1980, с. 42—43.
4. Джафаров Н. Д. О влиянии гидравлического разрыва на производительность скважин в неоднородной пористой среде.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1976, с. 33—40.
5. Желтов Ю. П. Гидравлический разрыв пласта / Обзор зарубежной практики.—М.: Гостоптехиздат, 1957, с. 76.
6. Кривоносов И. В., Чарный И. А. Расчет дебита скважин с трещиноватой призабойной зоной пласта.—Изв. вузов. Нефть и газ, 1955, № 9, с. 40—47.
7. Пилатовский В. П. Основы гидромеханики тонкого пласта.—М.: Недра, 1966, с. 317.

8. Полубаринова—Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод.—М. Наука, 1977, с. 664.

9. Швидлер М. И. Приток жидкости к скважине с трещиной в призабойной зоне.—Изв. АН СССР, ОТН, 1955, № 11, с. 95—100.

Н. Ч. Чэфаров, Т. И. Казымов

#### ЭЛАГЭСИЗ ЛАЈЛАРДАН ИБАРЭТ ЈАТАГЛАРДА ГУЈУЛАРЫН ИШИНЭ ЧАТЛАРЫН ТЭСИРИ

Мэгалэдэ элагэсиз лајлардан ибарэт бирчинсли олмајан јатагларда гујудиби зоналарында чатлары олмасы нэзэрэ алынараг сүз лмэ мэсэлэсинэ бахылмышдыр. Алынмыш нэллэрэ эсасэн ики лајдан ибарэт јатагда гујуларын ишинэ чатларын тэсири өјрөнилмишдир.

N. D. Djafarov, T. I. Kazimov

#### ABOUT INFLUENCE OF FRACTURES ON WELL PERFORMANCE IN DEPOSITS CONSISTING OF ISOLATED RESERVOIRS

The present work solves the problem of fluid loss in a heterogeneous in permeability multibed deposit under the presence of fractures in bottom zones of the well.

The total output of each well obtained from all the reservoirs connected by wellbores and fixed correlation between bottom pressures in different reservoirs, conditioned by the presence of static pressures difference, are assumed to be known.

УДК 622.244.442.063

Б. И. ЕСЬМАН, М. А. САМЕДОВА

**ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ УРАВНЕНИЯ РАСХОДА БУКИНГАМА  
 ДЛЯ СЛУЧАЯ ТЕЧЕНИЯ АНОМАЛЬНО ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ТЕЛ**

В практике реологических расчетов широко известна формула Букингама для определения расхода  $Q$  вязкопластичных жидкостей (бингамовских пластиков), которые подчиняются зависимости

$$\tau = \eta \frac{du}{dr} + \vartheta_1 \quad (1)$$

В полной записи упомянутая формула расхода имеет вид:

$$Q = \frac{\pi b^3 p}{8\eta l} \left[ 1 - \frac{4}{3} \frac{p_0}{p} + \frac{1}{3} \left( \frac{p_0}{p} \right)^4 \right] = Q_0 \left( 1 - \frac{4}{3} \beta + \frac{1}{3} \beta^4 \right) \quad (2)$$

или, в сокращенном варианте,

$$Q = \frac{\pi b^3 p}{8\eta l} \left( 1 - \frac{4}{3} \frac{p_0}{p} \right) = Q_0 \left( 1 - \frac{4}{3} \beta \right), \quad (3)$$

причем

$$Q_0 = \frac{\pi b^3 p}{8\eta l}; \quad p_0 = \frac{2l \vartheta_1}{b}; \quad \beta = \frac{p_0}{p} \quad (4)$$

В приведенных выражениях приняты следующие обозначения  $\tau$ —касательное напряжение;  $\frac{du}{dr}$ —градиент скорости;  $\vartheta_1$ —статическое напряжение сдвига;  $\eta$ —пластическая (структурная) вязкость;  $r$ —текущий радиус;  $b$ —конечный радиус трубки;  $p$ —перепад давления на длине  $l$ ;  $p_0$ —давление, по достижении которого начинается движение жидкости в трубке.

Однако очень часто зависимости (2) и (3) используются не только для вязкопластичных, но и для аномально вязкопластичных (модель Шведова—Бингама) жидкостей, характеристики которых заметно отличаются друг от друга. Так, зависимость между градиентом скорости и касательным напряжением для бингамовских пластиков выражается прямой (рис. 1, кр.  $A_1C_1$ ), которая точно описывается выражением (1); аналогичная же зависимость для модели Шведова—Бингама имеет вид кривой (рис. 1, кр.  $AMBC$ ), для которой должно быть записано выражение типа:

$$\tau = k \left( \eta \frac{du}{dr} \right)^n + \vartheta \quad (5)$$

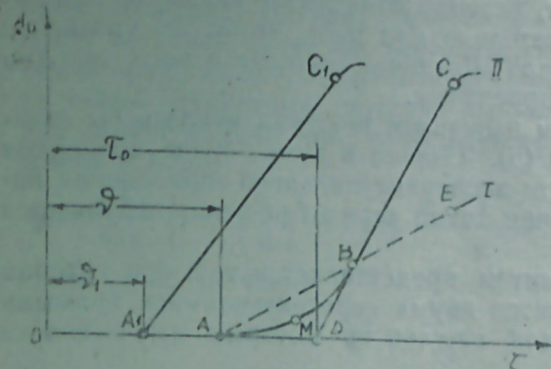


Рис. 1. Реологическая характеристика вязкопластичной жидкости (кр.  $A_1C_1$ ) и аномально вязкопластичной жидкости (кр.  $ABC$ )

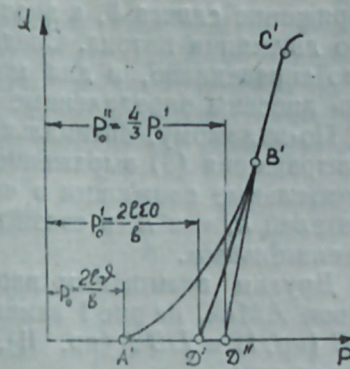


Рис. 2. Зависимость давления от расхода в круглой трубе для аномально вязкопластичной жидкости

Однако на практике выражение (5) значительно упрощают за счет спрямления кривой  $AMBC$  и тогда оно принимает вид:

$$\tau = \eta \frac{du}{dr} + \tau_0, \quad (6)$$

где  $\tau_0$ —так называемое динамическое напряжение сдвига.

При этом весьма важно отметить, что если статическое напряжение сдвига  $\vartheta$  характеризует момент начала движения системы, то  $\tau_0$ —динамическое напряжение сдвига—есть понятие чисто условное (отрезок  $OD$  на оси  $\tau$ ) и мыслится как минимальное напряжение, которое необходимо приложить к аномально вязкопластичной жидкости, чтобы она пришла в движение, при условии, что кривая  $AMBC$  заменена прямой  $DBC$ . При этом непосредственно измерить величину  $\tau_0$  нельзя никаким прибором.

Таким образом, по своему содержанию выражения (1) и (6) принципиально отличаются друг от друга и использование зависимостей (2) и (3) для аномально вязкопластичных жидкостей равносильно принятию условия, что в зависимости (5)  $\tau_0 = \vartheta$ ,  $k = 1$  и  $n = 1$ . Но, как уже было выяснено, в общем случае такое равенство не имеет места. Поэтому применение формул (2) и (3) для аномально вязкопластичных жидкостей дает, и не может не давать, определенную погрешность, величина которой будет тем больше, чем больше будет разница между  $\tau_0$  и  $\vartheta$ , и чем больше величины  $k$  и  $n$  будут отличаться от единицы.

В координатах  $Q-p$  (рис. 2) это означает, что некоторая кривая  $A'B'C'$  (вывод уравнения которой неизвестен) заменяется кривой  $D'B'C'$ , которая описывается уравнением (2). Тем самым в уравнение расхода привносится определенная погрешность, заключающаяся в том, что истинная точка начала движения ( $A'$ ) перемещается вправо (точка  $D'$ ). Упрощение же уравнения (2) до вида (3) приводит ко второй погрешности, в результате чего точка начала движения ( $A'$ ) отодвигается еще дальше, за точку  $D'$ , и помещается в точке  $D''$ .

Все вышеизложенное приводит к заключению, что, строго говоря, уравнения расхода (2) и (3) не могут применяться для модели Шведова—

дова—Бингама, так как они совершенно не учитывают статическое напряжение сдвига  $\vartheta$ , а значит, неверно фиксируют начало фактического движения потока. Следовательно, для того, чтобы это уравнение было справедливо, и для модели Шведова—Бингама в него должны быть внесены определенные коррективы.

По-видимому, оптимальным вариантом решения явилась бы замена выражения (6) выражением (5). Однако в этом случае возникают значительные сложности в части экспериментального определения показателей  $k$ ,  $\eta$  и  $n$ , в связи с чем такой вариант решения оказывается нежелательным.

Другим возможным вариантом представляется тот, при котором кривая  $AMBC$  на рис 1 заменяется двумя пересекающимися прямыми  $ABE$  (кр. I) и  $DBC$  (кр. II), для каждой из которых записываются выражения:

$$\tau_I = \eta_I \frac{du}{dr} + \vartheta; \quad \tau_{II} = \eta_{II} \frac{du}{dr} + \tau_0$$

В дальнейшем, используя эти выражения для нахождения расхода, можно получить два выражения для расходов  $Q_I$  и  $Q_{II}$ , соответственно. Однако нас будут интересовать не две кривые расхода, а одна, которая образуется отрезком кривой  $Q_I$  от начала координат до точки пересечения с кривой  $Q_{II}$  и отрезком кривой  $Q_{II}$  после этой точки. Совершенно очевидно, что все параметры для этих двух кривых в единственной точке их пересечения должны быть тождественными.

Но при ближайшем рассмотрении и такой вариант оказывается малопримемым, так как решение получается громоздким, допускается определенная погрешность при спрямлении нижней ветви кривой и кроме того, появляется необходимость экспериментальным путем определять значение структурной вязкости не для одной кривой, а для двух.

Сущность третьего варианта вытекает из следующих положений. При выводе уравнения (2) для модели (1) полностью отображается физическая сущность рассматриваемого явления, ибо предполагается, что при значениях  $r = r_0$ , для которых  $\tau < \vartheta$  (ядро потока), движение не возникает, и на основании этого, из общего уравнения равновесия жидкости

$$\pi r_0^2 p = 2\pi r_0 l \vartheta \quad (7)$$

выводится зависимость

$$r_0 = \frac{2l \vartheta}{p} \quad (8)$$

Совсем другое дело когда вывод [Букингама используется по отношению модели (6), и формально принимается, что для начала движения должно соблюдаться условие  $\tau \geq \tau_0$ . В таком случае из (7) для значения  $r_0$  получается выражение:

$$r_0 = \frac{2l \tau_0}{p} \quad (9)$$

Однако это совершенно не соответствует физике явления, ибо фактически движение начинается не при  $\tau_0$ , а при  $\vartheta$ . Следовательно, ошибки легко избежать, если при выводе уравнения расхода для мо-

дели Шведова—Бингама вместо фиктивного значения  $r_{об} = 2l \tau_0 / p$  брать истинное значение радиуса ядра потока  $r_{он} = 2l \vartheta / p$ . Исходя из такой предпосылки, и опуская подробности вывода уравнения расхода по схеме Букингама, которая в общем виде остается справедливой для любой модели (см., напр. [1]), сразу рассмотрим конечное выражение в виде:

$$Q = \frac{\pi b^3 p}{8l \eta} \left\{ 1 + \left( \frac{r_0}{b} \right)^4 - 2 \left( \frac{r_0}{b} \right)^2 - \frac{4}{3} \cdot \frac{2l \tau_0}{pb} \left[ 1 - \frac{3}{2} \frac{r_0}{b} + \frac{1}{2} \left( \frac{r_0}{b} \right)^3 \right] \right\} \quad (10)$$

и, вводя обозначения

$$\beta = \frac{r_{он}}{b} = \frac{2l \vartheta}{pb}; \quad \beta_1 = \frac{r_{оф}}{b} = \frac{2l \tau_0}{p \cdot b}, \quad (10 \text{ а})$$

без каких-либо затруднений получим искомую откорректированную зависимость:

$$Q = Q_0 \left[ 1 - \frac{4}{3} \beta_1 \left( 1 - \frac{3}{2} \beta + \frac{1}{2} \beta^3 \right) + \beta^4 - 2\beta^2 \right] \quad (11)$$

Подтверждением правильности найденного выражения (11) может служить то обстоятельство, что при  $\beta = 0$  равен нулю и радиус ядра, т. е.  $r_0 = 0$ , что означает наличие ламинарного режима. Следовательно, в этом случае должно иметь место условие  $Q = Q_0$ , что и вытекает из выражения (11). В другом крайнем случае, когда  $\beta = 1$ ,  $r_0 = b$ , формула (1) дает  $Q = 0$ , что также соответствует действительности. Наконец, если следовать обычному приему и посчитать, что  $\tau_0 = \vartheta$ , то  $r_{оф} = r_{он}$ ,  $\beta_1 = \beta$  и  $Q = Q_0 \left( 1 - \frac{4}{3} \beta + \frac{1}{3} \beta^4 \right)$ , что также говорит о правильной конструкции формулы (11).

Для того чтобы выяснить, какая ошибка допускается при использовании выражения (2) по сравнению с выражением (11), найдем относительную ошибку  $\delta$ :

$$\delta = \frac{Q_{II} - Q_2}{Q_2} = \frac{Q_{II}}{Q_2} - 1 = \varphi - 1 \quad (12)$$

Для удобства, вначале отдельно рассмотрим отношение:

$$\varphi = \frac{Q_{II}}{Q_2} = \frac{Q_0 \left[ 1 - \frac{4}{3} \beta_1 \left( 1 - \frac{3}{2} \beta + \frac{1}{2} \beta^3 \right) + \beta^4 - 2\beta^2 \right]}{Q_0 \left( 1 - \frac{4}{3} \beta_1 + \frac{1}{3} \beta_1^4 \right)} \quad (13)$$

На основании наших расчетов, выполненных на базе экспериментальных данных, полученных Н. И. Шацовым с сотрудниками [2], можно утверждать, что между величинами  $\vartheta$  и  $\tau_0$  существует некоторая эмпирическая зависимость, которая обусловлена как природой растворов, так и способом их приготовления. Так, для исследованной группы нормальных растворов оказалось, что для растворов повышенного качества (предварительно тщательно диспергированных)  $\tau_0 = 1,083 \vartheta \approx 1,1 \vartheta$ ; для растворов пониженного качества  $\tau_0 = 1,666 \vartheta \approx 1,7 \vartheta$ . Поэтому можно принять, что в общем случае  $\tau_0 = a \vartheta$ . Принимая такое условие и выражая  $\beta_1$  через это соотношение при помощи зависимости (10), получим:

$$\beta_1 = \frac{\tau_0}{\vartheta} \beta = a \beta \quad (14)$$

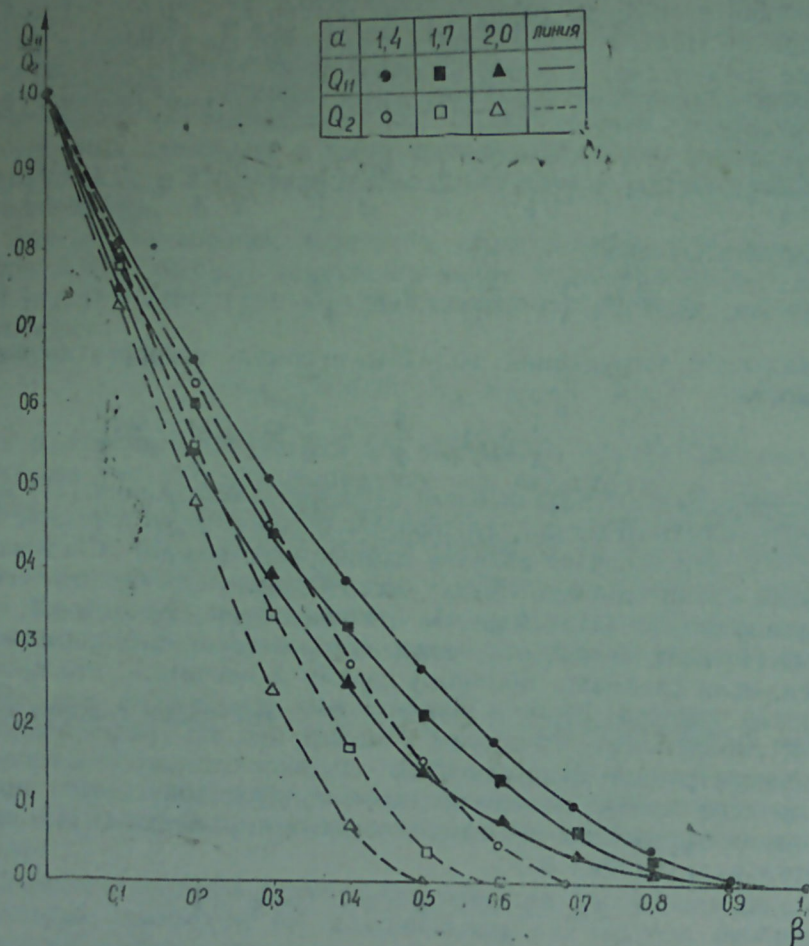


Рис. 3. Изменение расхода жидкости в зависимости от величины  $\beta$  в соответствии с новой ( $Q_{11}$ ) и старой ( $Q_2$ ) формулами

А подстановка (14) в (13) дает:

$$\varphi = \frac{1 - \frac{4}{3} a \beta \left( 1 - \frac{3}{2} \beta + \frac{1}{2} \beta^3 \right) + \beta^4 - 2\beta^2}{1 - \frac{4}{3} a \beta + \frac{1}{3} a^4 \beta^4} = \frac{1 - \frac{4}{3} a \beta + 2\beta^2 (a - 1) + \beta^4 \left( 1 - \frac{2}{3} a \right)}{1 - \frac{4}{3} a \beta + \frac{1}{3} a^4 \beta^4} \quad (15)$$

Если  $\tau_0 = 0$ , то  $a = 1$  и  $Q_{11} = Q_2$ , что полностью соответствует действительности.

Для большей наглядности рассмотрим три конкретных случая, когда  $a = 1,4; 1,7$  и  $2,0$ , и построим для них кривые в координатах  $\delta - \beta$ .

Из рассмотрения полученных графиков (рис. 3), во-первых, следует, что при всех заданных значениях  $a$  кривые, отображающие

изменение расходов от величины  $\beta$ , в соответствии с новой и старой формулами заметно отличаются друг от друга.

Во-вторых, бросается в глаза то обстоятельство, что чем больше величина  $a$ , тем при меньшем значении  $\beta$  старая зависимость перестает отвечать физическому смыслу, переходя в определенных точках в нуль. Таким точкам соответствуют следующие примерные значения  $\beta$ :  $\beta = 0,7$  при  $a = 1,4$ ,  $\beta = 0,6$  при  $a = 1,7$  и  $\beta = 0,5$  при  $a = 2,0$ .

Сказанного вполне достаточно для того, чтобы сделать вывод о том, что использование уравнения расхода Букингама для случая anomalously вязкопластичных жидкостей чревато существенными ошибками, особенно для растворов низкого качества, т. е. слабо диспергированных.

Однако для окончательного выявления качественной характеристики предлагаемого откорректированного уравнения расхода необходима его экспериментальная проверка.

#### Литература

1. Шищенко Р. И., Есьман Б. И., Кондратенко П. И. Гидравлика промысловых жидкостей.—М.: Недра, 1976—294 с.
2. Шацов Н. И. Бурение нефтяных скважин.—М.: Гостоптехиздат, 1944, т. I.—432 с.

Б. И. Есьман, М. Э. Сэмэдова

#### АНОМАЛ ӨЗҮЛЛҮ ПЛАСТИК МАЈЕЛЭРИН АХЫМЫ ҮЧҮН БУКИНГАМЫН СЭРФ ТЭНЛИЖИНДЭН ИСТИФАДА ЭДИЛМЭСИ

Мэгалэдэ аномал өзүллү пластик мајелэрин ахымы үчүн Букингамын сэρφ тэнлижиндэн истифадэ едэркэн дэгигсизлијэ јол верилмэсиндэн бәһс одунур.

Белэ јал үчүн Букингамын тэнлижиндэ мүэјјән дэјишиклик етмэк лазымдыр. Мүэллифлэр тәклиф едирлэр ки, ахын өзэјинин радиусунун тэјини, гәбул едилдији кими, динамик сүрүшмә кәркинлији васитәсилә дејил, статик сүрүшмә кәркинлији васитәсилә тэјин едилмәлидир. Бу јал һадисәнин әсл физики маһијјәтинә даһа ујғун кәлир.

B. I. Esmam, M. A. Samedova

#### THE USE OF THE BUKINGAM EQUATION OF CONSUMPTION FOR THE CASE OF FLOWING OF ANOMALOUSLY VISCO-PLASTIC BODIES

The authors prove that the use of the Bukingam equation of consumption for the case of flowing of anomalously visco-plastic fluids is to the great extent formal and may bring to the notable errors. For that case one must make some corrections in the equations. In particular the authors suggest to determine the radius of the flow kernel not according to the rate of the dynamic gel strength as is well known, but according to the rate of shear strength, which corresponds to the physics of phenomenon

УДК 553.982/479.24/

Т. Ю. БАГАРОВ, Т. Н. САРАДЖЕВ, Ш. М. ИБРАГИМОВА

### ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АПШЕРОНСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОБЛАСТИ

Современная наука и практика накопила огромный материал по глубинному строению и в частности по гидростатическому давлению большинства залежей продуктивной толщи Апшеронской области известной своими многочисленными многопластовыми месторождениями. Изучение этих данных позволяет установить закономерность распределения начальных пластовых давлений в пределах нефтяных месторождений и исследовать природу и причину возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в различных зонах нефтеносных площадей.

Степень линейного изменения начального пластового давления (давление до начала извлечения жидкости из пласта), т. е. градиент давления, можно представить в виде двух следующих элементов: степени повышения давления с глубиной и степени изменения давления по площади.

Величина начального пластового давления и характер его распределения как по разрезам нефтяных месторождений, так и внутри отдельных резервуаров (нефтяных залежей) в пределах какого-либо нефтяного месторождения Апшеронской области имеет специфический характер.

Среди разнообразных черт распределения давления в недрах наблюдаются две наиболее характерные особенности.

Первая заключается в том, что величина градиента давления с глубиной в вертикальном разрезе месторождения растет от крыльевых частей структуры к ее своду; степень же изменения давления, т. е. увеличение градиента давления по площади в пределах одного и того же пласта с глубиной ее залегания, т. е. от свода к крыльям, относительно низкая. Эта особенность наблюдается в основном на месторождениях, связанных с закрытыми структурами, которые расположены в южной и юго-западной частях Апшеронской области.

Рассмотрим на примере отдельных месторождений (Бибиэйбат, Локбатан) зависимость между начальным пластовым давлением и глубиной залегания залежи нефти (рис. 1). Так, в Бибиэйбате оценка начального пластового давления приводится по залежам, где массовая

разработка начата только в 1955 г., т. е. по объектам, которые вступили в разработку позднее других залежей.

В горизонтах КС и ПК (сев. поле) несмотря на то, что прошло около 10 лет с начала разработки, в 1965 г. при перфорации наблюдался перелив или же слабое фонтанирование пластовой водой уд. в. 1,01 (устья скважины расположены на 30—50 м выше ур. м.).

Скважина № 1334 с ПК свиты, расположенная на южном погружении складки, далеко за контуром нефтеносности, фонтанирует и в настоящее время пластовой водой с давлением в устье до 10 ат.

На южном крыле Локбатанской складки через 20 лет после начала разработки залежи VIII гор. при перфорации скважин, находящихся далеко за контуром нефтеносности, наблюдался перелив пластовой воды через устье скважин (№ 826, 758).

Если учесть, что в отдельных частях Апшеронской области наблюдается выход этих горизонтов на дневную поверхность, гипсометрические значения которых почти совпадают с

уровнем моря, то вышеизложенное свидетельствует о значительном повышении начальных пластовых давлений над гидростатическим. Залежи нижнего отдела ПТ характеризуются наличием газовых шапок, площадь которых увеличивается с глубиной от 30 (в НКГ—НКП) до 160 га в ПК и КС, площадь нефтеносности также увеличивается, доходя в гор. КС и ПК до 1000 га.

Градиент пластового давления изменяется от 1,07 ат в крылевой части структуры до 1,11 на своде. Интенсивность увеличения пластового давления от свода к крылевой части в пределах одного и того же пласта значительно снижается. Разница в градиентах пластовых давлений на своде и погружениях по отдельным горизонтам нижнего отдела ПТ изменяется от 0,3 до 0,4 ат. Подобное изменение градиента пластового давления на своде и крылевых частях структуры мож-

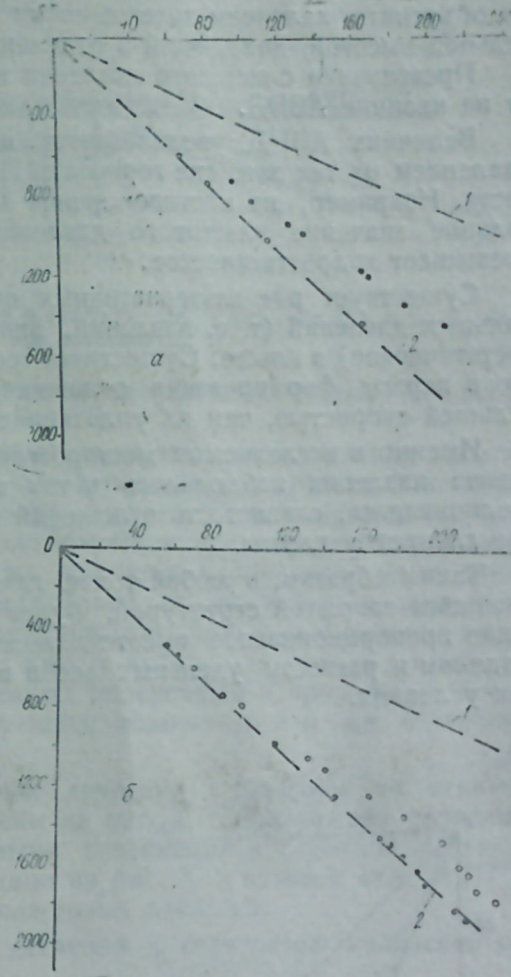


Рис. 1. Зависимость начальных пластовых давлений от глубины залегания пластов в пределах месторождений Нефтяные Камни—Грязевая Сопка (а), Бибиэйбат (б): 1—геостатический градиент; 2—гидростатический градиент

но объяснить наличием залежи нефти (с газовой шапкой) со значительной высотой, достигающей в отдельных случаях до 1200 м.

Превышение пластового давления над гидростатическим указывает на наличие АВПД.

Величина АВПД увеличивается на юго-востоке и юго-западе с удалением от тех зон, где горизонты ПТ выходят на дневную поверхность. Например, на месторождении Бахар, на глубине 5000 м, начальное значение пластового давления равно 525 ат, т. е. на 25 ат превышает гидростатическое.

Существует ряд альтернативных объяснений возникновения аномальных давлений (т. е. давлений, значительно превосходящих гидростатическое) в пласте. Существует теория, объясняющая АВПД тем, что в период формирования отложений накопление осадков шло с большей скоростью, чем их уплотнение.

Именно в исследуемых месторождениях резкое увеличение градиента давления наблюдалось в тех зонах, где мощность пластов увеличивались, глинистость отложений и в разрезе наблюдались мощные глинистые пласты.

Таким образом, в любой точке газонефтяной залежи, характеризующейся закрытой структурой, будет наблюдаться избыточное давление пропорциональное высоте положения точки над водонефтяным разделом и разности удельных весов воды и нефти (газа) в пластовых условиях.

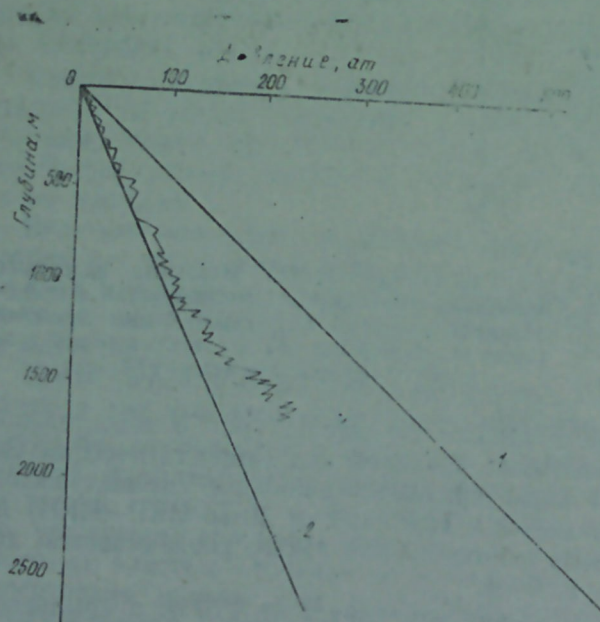


Рис. 2. Изменение АВПД с глубиной в сводовых частях залежей ПТ: 1—средний геостатический градиент 0,23 ат/м; 2—условный гидростатический градиент 0,1 ат/м

Максимальное избыточное давление будет наблюдаться на своде структуры (Савченко В. П.).

Как видно из рис. 2, с увеличением глубины залегания коллектора давление в пласте все больше отклоняется от статического, а в нижних горизонтах принимает аномальное значение.

Другая закономерность заключается в изменении пластовых давлений по линии противоположной первой, т. е. пьезометрическая поверхность растет от свода к крыльям и далее к погружениям. Эта особенность приурочена в основном к месторождениям, связанным с открытыми структурами. Подоб-

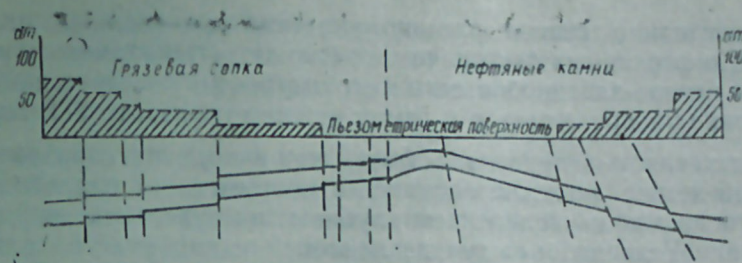


Рис. 3. Распределение давления в залежах КаС (штриховкой показано избыточное давление)

ные месторождения расположены на северных частях Апшерона и апшеронского архипелага.

Рассмотрим парагенетически связанные месторождения Нефтяные Камни—Грязевая Сопка (рассмотрение этих месторождений связано с тем, что они вступили в разработку значительно позже, чем месторождения Апшерона), расположенные в двух противоположных погружениях одного и того же крупного удлиненного антиклинория, отделенные друг от друга неглубокой седловиной на сводовой части структуры. Структура характеризуется глубоким размывом продуктивной толщи в повышенных частях вплоть до кровли нижнего отдела и наличием многочисленных поперечных и продольных тектонических нарушений, изолирующих полностью или же частично ее отдельные части [1].

Закономерности изменения давлений с глубиной по отдельным частям структуры представлены на рис. 3, где отражена зависимость между начальными пластовыми давлениями и глубиной залежей на своде и погружении. Как видно из рис. 3, в нижнем отделе ПТ возникают аномально высокие пластовые давления.

Рассмотрим изменение давлений в горизонтах калинской свиты по площади.

Установлено, что абсолютное давление и пьезометрическая поверхность в отдельных блоках пласта увеличиваются от свода к погружениям (см. рис. 3).

Таблица 1

Часть залежа	Горизонт	Средн. глуб. нефтенасыщен. части пласта от уровня океана, м	Начальное давление от уровня океана, ат·м	Начальное пластовое давление по средн. глуб. пласта, ат·м
Юго-восточная	КаС <sub>1</sub>	678	+ 25,8	94,9
	КаС <sub>2</sub>	824	+ 25,8	109,6
	КаС <sub>3</sub>	945	+ 28,9	124,3
	КаС <sub>4</sub>	1001	+ 28,9	130,8
Северо-западная	КаС <sub>1</sub>	1195	+ 49,0	169,2
	КаС <sub>2</sub>	1177	+ 49,0	167,9
	КаС <sub>3</sub>	1386	+ 49,0	189,3
	КаС <sub>4</sub>	1484	+ 63,5	214,9

Относительно резкая разница значений приведенных пластовых давлений в различных тектонических блоках, а также между юго-восточной и северо-западной частями структуры на месторождении Грязевая Сопка обнаруживается в самом нижнем горизонте ПТ гор. КаС<sub>4</sub>.

Представляет интерес тот факт, что в верхних горизонтах продуктивной толщи давление насыщения соответствует пластовому давлению, тогда как с увеличением глубины их залегания нефть недо-насыщена. Разница между давлением насыщения и пластовым давлением также увеличивается в отдельных блоках пласта от свода к погружениям, и уже на далеком погружении пластовое давление почти в два раза больше давления насыщения.

В табл. 1 даются значения давлений, приведенные к уровню мирового океана (по месторождению Грязевая Сопка). Пластовое давление закономерно увеличивается с глубиной, причем характер этого увеличения как по отдельным блокам в целом, так и внутри изолированных залежей различен. Обращает на себя внимание различие градиентов давления по отдельным блокам (табл. 2).

На ю.-з. крыле месторождения Нефтяные Камни средний градиент давления равен 1,07 кг/см<sup>2</sup>, на с.-в. крыле, в его крайних частях— 1,16 кг/см<sup>2</sup>, а в пределах средней части этого крыла—1,26 кг/см<sup>2</sup>.

На ю.-в. крыле месторождения Грязевая Сопка средний градиент давления равен 1,240, на с.-з. крыле—1,360.

Отличительная особенность как ю.-в. погружения месторождения Нефтяных Камней, так и с.-з. погружения месторождения Грязевая Сопка заключается в том, что градиент давления увеличивается не только с увеличением гипсометрической глубины, но и при переходе

Таблица 2

Свиты и горизонты	Градиент давления			
	Нефтяные Камни		Грязевая Сопка	
	ю.-з. крыло	с.-в. крыло	ю.-в. крыло	с.-з. крыло
НКП	1,206	1,570	1,215	—
ПК	1,070	1,180	1,200	1,310
КаС <sub>1</sub>	1,082	1,160	1,270	1,390
КаС <sub>2</sub>	1,043	1,345	1,220	1,400
КаС <sub>3</sub>	—	1,230	1,320	1,380
КаС <sub>4</sub>	—	—	1,310	1,450

от вышележащих к нижележащим горизонтам. При этом интенсивность возрастания градиентов значительно выше на месторождении Грязевая Сопка.

Перепад приведенных давлений между горизонтами КаС<sub>4</sub> и КаС<sub>3</sub> в центральной части структуры (XI тектонич. блок) составляет 46,6—32,1 = 14,5 ат, а для с.-з. части структуры 63,5—14,5 = 49 ат.

Анализ литофаций и мощностей КаС показывает, что мощность КаС в с.-з. погружении почти в 2 раза больше, чем в ю.-в. погружении и местами составляет 500 м. Литофациальное отношение гли-

нистых коллекторов и наличие мощных глинистых пластов в с.-з. погружении свидетельствуют о том, что накопление и формирование осадков КаС и история развития тектонических движений на СЗ проходили интенсивнее.

Именно там, где имело место интенсивное накопление осадочных толщ, аномальное давление возникает как следствие уплотнения глин. Различные значения градиента давления в отдельных блоках и крыльях структуры объясняются наличием систем сбросов, частично „запечатывающих“ залежь, что подтверждает характеристика насыщения и в процессе разработки залежей в отдельных блоках.

В региональном масштабе, на Апшеронском полуострове проявляется АВПД, значительно усиливающееся на ЮЗ Апшерона. Характерно, что эти изменения совпадают с направлением значительного ухудшения коллекторских свойств ПТ.

Для установления закономерности изменения пластовых давлений с глубиной и ее оценки предлагается использовать методы математической статистики и, в частности, регрессионный анализ.

В общем виде математическую модель регрессии можно представить следующим образом:

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i z_i, \quad (1)$$

где:  $y$ —ожидаемое значение зависимой переменной;

$z_i$ —функция независимых переменных;

$b_i$ —расчетный параметр модели;

$i$ —индекс;

$n$ —число членов регрессии.

В данном исследовании в качестве независимых переменных выбраны глубина залегания пласта и мощность глинистой покрывки над пластом.

В последнем учитывалась не суммарная мощность, а мощность одного глинистого пласта или пропластка наибольшей мощности, потому что именно в тех пластах, расположенных под относительно чистоглинистым пропластком с увеличением мощности наблюдался резкий рост пластового давления.

Таким образом, в окончательном виде уравнение пластовых давлений выглядит следующим образом:

$$P = 0,11 + 0,00001H^2 + 1,23h, \quad (2)$$

где  $P$ —пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$H$ —глубина пласта, м;

$h$ —мощность глинистого пласта, расположенного над коллектором, м.

Таблица 3

Переменная	Средн. значение	Диапазон значений
Глубина, м	1250	700—2200
Мощн. глин. глста	9	5—35
Пласт. давл., кг/см <sup>2</sup>	1500	95—276

Среднее значение и диапазон данных, использованных в уравнении (2), приведены в табл. 3.

Уравнение дает погрешность, оцениваемую в 10,5 кг/см<sup>2</sup>, и объясняет 81%-ное колебание исходных данных. При этом стандартная погрешность составляет 7% от среднего значения пластового давления.

Таким образом, исследование фактических материалов по приведенным месторождениям дает возможность объяснить особенности пластового давления в условиях Апшеронской области.

Пластовое давление в залежах Апшеронской области в той или иной степени превышает давление столба воды, причем это превышение различно не только по отдельным месторождениям, но и в различных блоках одного и того же месторождения.

В результате изучения градиентов давления по вертикали (ГДВ) по разрезу месторождений и градиентов давления по площади (ГДП) в пределах одной и той же залежи установлены следующие закономерности: 1. Пластовое давление, а также величина градиентов давления закономерно увеличивается с гипсометрической глубиной. Существенное влияние на данную закономерность оказывает также мощность глинистых пластов в разрезе продуктивной толщи.

2. На месторождениях закрытого типа максимальное значение ГДВ и ГДП наблюдается в сводовой части структуры; оно обусловлено в основном наличием избыточного давления, пропорциональное разности удельных весов нефти, газа и воды.

3. На месторождениях же открытого типа максимальное значение ГДВ и ГДП наблюдается в далеких погружениях структуры.

4. Наличие динамического давления, установленного путем сопоставления давлений в отдельных точках пласта и распространяющегося вдоль напластования от более высокого напора, расположенного в погруженных частях структуры, к более низкому, расположенному в приподнятых частях структуры условно открытого типа месторождений, свидетельствует о том что залежи месторождений находятся на стадии разрушения.

О последнем свидетельствует еще недонасыщенность нефти в погружениях структуры, увеличение газонасыщенности в повышенных частях структуры и, наконец, как это показали рассматриваемые месторождения Грязевая Сопка—Нефтяные Камни, в повышенных частях структуры над морем наблюдался выброс газа и т. д.

Т. Ж. Баһаров, Т. Н. Сарачев, Ш. М. Ибраһимова

### АБШЕРОН НЕФТЛИ-ГАЗЛЫ ВИЛАЈЭТИНДЭ ЛАЈ ТЭЗЈИГИНИН ПАЈЛАНМАСЫ ГАНУНАУЈУНЛУГЛАРЫНЫН ТЭДГИГИ

Мәгаләдә Абшерон нефтли-газлы вилајәтиндәки нефт јатагларында илкин лај тәзјигинин пајланмасы ганунаујунлуғлары арашдырылыр. һәмчинин аномал јүксәк тәзјигин әмәләкәлмә сәбәбләри вә онун мәншәји тәдгиг едилир.

T. Yu. Bagarov, T. N. Saradjev, Sh. M. Ibragimova

### INVESTIGATION OF DISTRIBUTION REGULARITIES OF RESERVOIR PRESSURES IN DEPOSITS OF APSHERON OIL AND GAS REGION

The work considers a regularity of initial reservoir pressures distribution in oil deposits and studies the nature and reason of abnormal reservoir pressures accuracy in different zones of oil bearing areas.

УДК 622 276. 1

М. Т. АБАСОВ, Н. Д. ТАИРОВ, Ф. Г. КЕРИМОВА, М. А. БАРЯКИНА

### ВЗАИМНОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ ВОДЫ И УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ В ОТСУТСТВИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

В работе [1] было показано, что если насытить пористую среду водой и привести ее в контакт с керосином, наблюдается внедрение керосина в пористую среду и вытеснение отсюда воды в отсутствие гидродинамического перепада давления. Причем это явление наблюдается как в атмосферных условиях, так и при высоких температурах. Вместе с тем, в отличие от установленной ранее закономерности [2], уменьшение коэффициента капиллярного вытеснения неполярной углеводородной жидкости водой с увеличением температуры в рассматриваемом случае, т. е. при вытеснении воды неполярной углеводородной жидкостью (рис. 1), не наблюдается, здесь с увеличением температуры коэффициент вытеснения возрастает (1). Представляло интерес рассмотреть влияние свойств воды и углеводородной жидкости на взаимовытеснение их в пористой среде при различных температурах в отсутствие гидродинамического перепада давления. Как и в предыдущих опытах, исследования проведены на установке, схема работы которой показана на рис. 2.

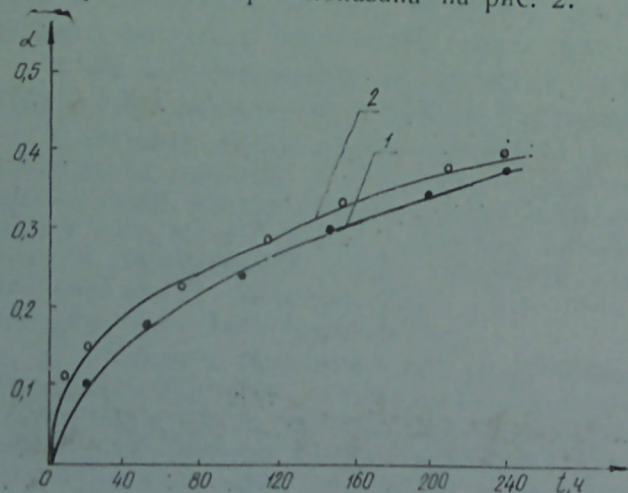


Рис. 1. Зависимость коэффициента вытеснения дистиллированной воды очищенным керосином в отсутствие гидродинамического перепада давления при температурах 50 (1) и 70°C (2):  $K = 10 \text{ мкм}^2$ ;  $\sigma = 47,3 \frac{\text{мН}}{\text{м}}$

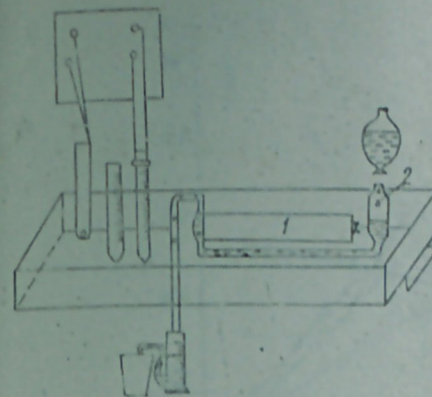


Рис. 2. Схема экспериментальной установки

Установка состоит из модели пласта, питающей системы и измерных устройств (рис. 2). Модель пласта (1) изготавливалась из молотого кварцевого песка, проницаемостью  $9,0 \text{ мкм}^2$  и пористостью 26%, в стеклянных колонках длиной 0,4 м и диаметром 0,03 м, оборудованных с обоих концов специальными колпачками. При проведении опытов она устанавливалась строго горизонтально. Питающая система (2) позволяла поддерживать уровень жидкости у входа экспериментальной колонки так, чтобы взаимное вытеснение воды и углеводородной жидкости проходило строго без влияния внешнего перепада гидродинамического давления. Для замера вытесняемой из пористой среды жидкости использовался мерный цилиндр с сифоном (3). Таким образом, в опытах исключалось влияние угла наклона модели и внешнего перепада давления на рассматриваемый процесс. После замера проницаемости созданной модели пористой среды она под вакуумом насыщалась водой или углеводородной жидкостью. При этом строго контролировалась полнота насыщения и величина проницаемости. Опыты проводились в том случае, если проницаемости подготовленных моделей различались не более чем на 5%. Затем приступали к вытеснению углеводородной жидкости водой или воды углеводородной жидкостью. В качестве неполярной углеводородной жидкости в настоящей работе использован толуол с величиной поверхностного натяжения на границе с дистиллированной водой  $28,40 \text{ мН/м}$  и вязкостью  $0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . В качестве полярной углеводородной жидкости использована нефть вязкостью  $13 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и плотностью  $865 \text{ кг/м}^3$ .

Изучено прямоточное вытеснение воды толуолом и нефтью, когда выходной конец модели открыт и жидкости имеют возможность двигаться в направлении к этому концу, при наличии каких-либо внутренних сил, побуждающих движение. Как видно из рис. 3, при температуре 50°C из пористой среды за 140 ч толуолом вытесняется 16% воды. Если сравнить данные рис. 1 и 3, то нетрудно заметить влияние свойств углеводородной жидкости на вытеснение воды из пористой среды в отсутствие гидродинамического перепада давления. Если керосином при температуре 50°C вытесняется 36%, то толуолом вытесняется 16%.

Проведенными ранее исследованиями [3] было установлено, что pH воды оказывает существенное влияние на капиллярное вытеснение ею углеводородной жидкости из пористой среды (pH воды изменялось добавлением к воде щелочи и кислот). При этом показано, что (рис. 4, кр. 1) с увеличением и уменьшением pH воды капиллярное вытеснение углеводородной жидкости улучшается. Такое явление наблюдалось при всех температурах и независимо от свойств углеводородной жидкости.

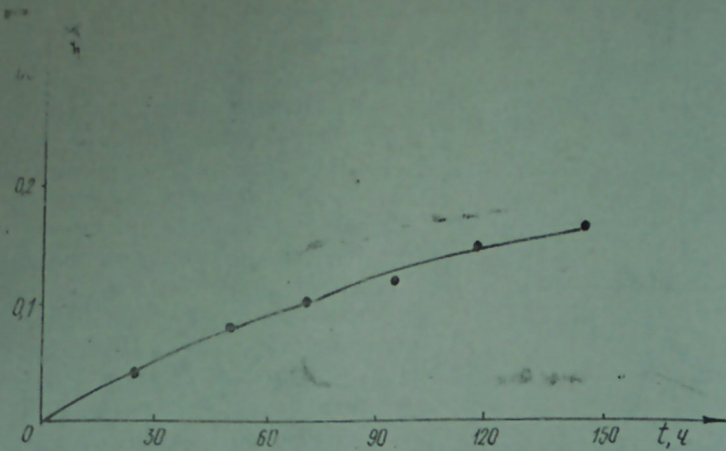


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения дистиллированной воды толуолом в отсутствие гидродинамического перепада давления при температуре 50°C

Результаты проведенных исследований показывают, что рН воды оказывает существенное влияние и на вытеснение её углеводородной жидкостью из пористой среды в отсутствие гидродинамического перепада давления.

На рис. 5 приведена зависимость коэффициента вытеснения 10% раствора HCl в воде керосином (кр. 2) и керосина 10% раствором HCl в пресной воде (кр. 1).

Как видно из рисунка, величина коэффициента вытеснения практически не зависит от того, какой жидкостью первоначально насыщалась пористая среда—керосином или раствором HCl.

В условиях проведенных опытов керосином также хорошо вытесняется 0,25% раствор щёлочи NaOH в воде (рис. 5, кр. 3). Здесь коэффициент вытеснения несколько меньше по сравнению с раствором HCl, однако выше, чем при воде без добавки.

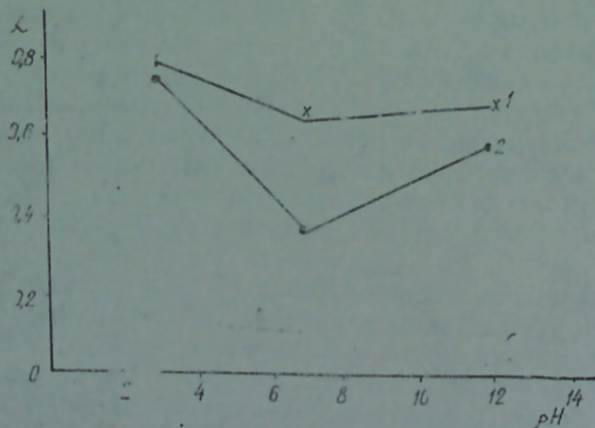


Рис. 4. Зависимость коэффициента взаимного вытеснения углеводородной жидкости и воды из пористой среды в отсутствие внешнего гидродинамического перепада давления при температуре 50°C от рН воды;  
1—вытеснение керосина водой; 2—вытеснение воды керосином

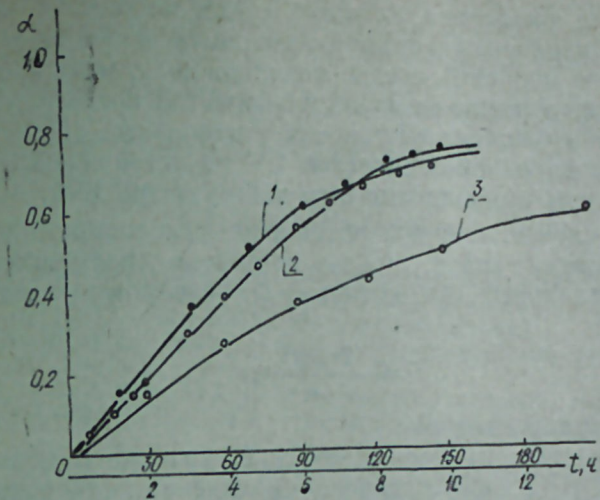


Рис. 5. Зависимость коэффициента взаимного вытеснения углеводородной жидкости и воды от времени при различных рН воды ( $K = 10 \text{ мкм}^2$ )

Интересно отметить, что раствор HCl в воде вытеснялся также нефтью вязкостью 13 мПа·с, отобранной из нефтяного месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы на Апшеронском п-ове (рис. 6). В этом случае коэффициент вытеснения равен 22%.

Построенные кривые зависимости коэффициента вытеснения от рН имеют аналогичный вид для случая вытеснения углеводородной жидкости водой и воды углеводородной жидкостью (рис. 4)—с увеличением и уменьшением рН раствора улучшается вытеснение и воды и углеводородной жидкости.

Необходимо при этом отметить, что при температуре 20°C вытеснение из пористой среды углеводородной жидкости водой происходит лучше, чем вытеснение воды углеводородной жидкостью.

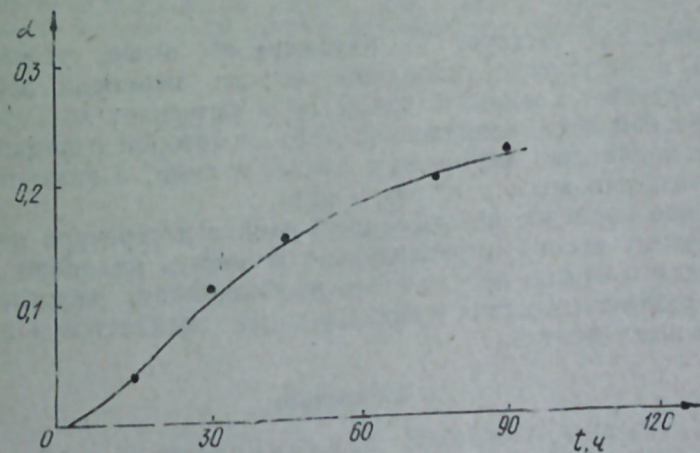


Рис. 6. Зависимость коэффициента вытеснения воды нефтью от времени:  $\eta_{\text{н}} = 13 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ ;  $\gamma_{\text{н}} = 865 \text{ кг/м}^3$

От порядка насыщения пористой среды жидкостью зависит закономерность изменения коэффициента вытеснения от температуры. При насыщении пористой среды неполярной углеводородной жидкостью и при вытеснении ее водой из пористой среды с увеличением температуры коэффициент вытеснения уменьшается. При вытеснении же воды углеводородной жидкостью из пористой среды с увеличением температуры коэффициент вытеснения возрастает.

В первом случае, т. е. при вытеснении углеводородной жидкости из пористой среды водой, вода в пористую среду поступает под действием капиллярных сил, которые, как известно, определяются из выражения:

$$P = \frac{2\sigma \cos \theta}{r},$$

где  $P$ —капиллярное давление;

$\sigma$ —поверхностное натяжение нефти на границе с водой;

$\theta$ —краевой угол избирательного смачивания минерала водой на границе с углеводородной жидкостью;

$r$ —средний радиус поровых каналов.

Краевой угол смачивания водой кварца на границе раздела с дистиллированной водой равен  $10-15^\circ$  и с увеличением температуры он изменяется мало. Уменьшение коэффициента вытеснения с температурой объяснялось уменьшением поверхностного натяжения, а увеличение его с изменением pH воды объяснялось лучшим разрывом пленки углеводородной жидкости на поверхности минерала раствором едкого натра и соляной кислоты.

Вытеснение воды углеводородной жидкостью не должно происходить под действием капиллярных сил, так как на границе раздела вода—углеводородная жидкость в порах коллектора мениск вогнутый и движение должно происходить в его сторону, т. е. в сторону углеводородной жидкости. Поэтому капиллярные силы должны препятствовать поступлению углеводородной жидкости в пористую среду, насыщенную водой или же растворами едкого натра и соляной кислоты.

Однако, как явствует из изложенного выше, углеводородная жидкость в отсутствие гидродинамического перепада давления не только поступает в пористую среду, но и вытесняет до 70% раствора HCl в пресной воде, естественная нефть, в которой содержится определенное количество нафтеновых кислот и смол, и вязкость которой больше вязкости воды в 10 раз, —22%.

Явление подобное наблюдаемому нами в литературе не встречалось. Поэтому весьма затруднительно объяснить механизм этого процесса. Однако можно предполагать необходимость рассмотрения механизма взаимовытеснения углеводородных жидкостей и вод учётом установленных фактов.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Таиров Н. Д., Керимова Ф. Г., Аббасов М. И. О вытеснении воды углеводородной жидкостью из пористой среды в отсутствие гидродинамического перепада давления.—Докл. АН Азерб. ССР, т. XXXVII, 1984, № 1.
2. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Коджаев Ш. Я., Керимова Ф. Г. Влияние температуры на прямоточное капиллярное вытеснение углеводородных жидкостей водой.—Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1970, № 5.

3. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Керимова Ф. Г., Браславцева О. А. Влияние свойств воды на капиллярное вытеснение из пористой среды различных по составу нефтей.—ВИНИТИ, Рег. № 4298—72; Деп. от 11. IV 1972 г.

М. Т. Абасов, Н. Ч. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Барякина

#### МƏСАМƏЛИ МҮҲИТДƏ ҺИДРОДИНАМИК ТƏЗЈИГЛƏР ФƏРГИНИН ТƏСИРИ ОЛМАДАН СУЈУН ВƏ КАРБОУҺИДРОКЕНЛИ МАЈЕЛƏРИН ГАРШЫЛЫГЛЫ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ

Мəгалəдə кварс гумундан Һазырланмыш мəсамəли мҮһитдə Һидродинамик тəзјиглэр фəргинин тə'сири олмадан карбоҺидрокенли мајелəрин су илэ вə сујун карбоҺидрокенли мајелэрлэ сыхышдырлмасындан бəһс слунур.

Көстəрилмишдир ки, Һидродинамик тəзјиглэр фəргинин тə'сири олмадан су карбоҺидрокенли мајелэрлэ сыхышдырыла билэр.

Сујун гејри-пелјар карбоҺидрокенли мајелэрлэ вə əксинə карбоҺидрокенли мајелəрин су илэ сыхышдырлмасына температурун мҮхтəлиф тə'сири ашкар едилмишдир.

Һидродинамик тəзјиглэр фəргинин тə'сири олмадан карбоҺидрокенли мајелəрин вə сујун мəсамəли мҮһитдэн гаршылыгы сыхышдырлмасына сујун pH дэрəчəсинин тə'сири өјрəнилмишдир.

Мəгалəдə Һəминин гаршылыгы сыхышдырлмаја карбоҺидрокенли мајелəрин хҮсусијэтлəринин тə'сири дə өјрəнилмишдир

M. T. Abasov, N. D. Tairov, F. G. Kerimova, M. A. Baryakina

#### MUTUAL DISPLACEMENT OF WATER AND HYDROCARBON FLUID IN POROUS MEDIUM AT THE ABSENCE OF HYDRODYNAMIC PRESSURE DROP

The authors investigated the displacement of hydrocarbon fluid by water and the displacement of water by hydrocarbon fluid at the absence of hydrodynamic pressure drop from a porous medium created from quartz sand. The authors determined the influence of hydrocarbon fluid and water properties on the observed process.

They show that the water may be displaced with hydrocarbon fluid in the absence of external pressure drop. The different character of temperature influence on the water displacement with non-polar hydrocarbon fluid is determined and hydrocarbon fluid with water vice versa.

The influence of water pH on mutual displacement of hydrocarbon fluid and water from porous medium at the absence of hydrodynamic pressure drop is determined.

УДК. 622. 276. 6

А. С. СТРЕКОВ

### О ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПОЛИМЕРАМИ

Изоляция водопритоков полимерами является одним из распространенных способов борьбы с обводнением эксплуатационных скважин [4]. Применение полимеров для изоляции водопритоков стало возможным благодаря их свойству оказывать селективное сопротивление движению воды без заметного снижения фазовой проницаемости для нефти.

Как показал промысловый опыт изоляции водопритоков полимерами, для того чтобы получить ощутимый эффект от полимерной обработки скважин, ее следует планировать с расчетом на проникновение полимера в призабойную зону в радиусе 12—23 м. от скважины [6]. Обычно обработка скважин полимерами приводит к снижению обводненности продукции сроком на 3—6 месяцев, изредка на год, после чего обводненность продукции начинает постепенно расти. Причины различия в эффективности изоляции водопритоков полимерами до настоящего времени еще не вполне изучены, что связано с необходимостью учета множества влияющих факторов. Однако ясно, что на результаты полимерной обработки скважин, существенное влияние оказывает неоднородность коллекторских свойств пластов, приводящая к неполному охвату призабойной зоны скважины полимером.

Одним из механизмов в соответствии с которым растворы полимеров изменяют свою подвижность и выравнивают профиль фильтрации в неоднородных пластах является проявление вязкоупругих свойств полимерных растворов [3]. На проявление вязкоупругих свойств полимеров сильное влияние оказывает температура, скорость фильтрации (сдвига) и пластовое давление, при которых происходит движение полимерных растворов [1, 2]. Следовательно, одно из решений проблемы повышения эффективности изоляционных работ полимерами, надо искать в выявлении и использовании скоростей и температур, при которых полимерные растворы обладают наибольшими вязкоупругими свойствами. Это позволит, регулируя вязкоупругие свойства полимерных растворов, выровнять фронт закачки полимера в неоднородных пластах, охватить обработкой весь требуемый радиус призабойной зоны эксплуатационной скважины, продлить срок действия и повысить эффективность полимерной обработки.

С этой целью исследовано влияние температуры на вязкоупругие свойства водного раствора полиакриламида (ПАА) различной концентрации в условиях объемной и сдвиговой деформаций [1, 2]. Некоторые результаты этих исследований представлены на рис. 1, 2 и в таблице. На рис. 1 приведены значения начального равновесного модуля высокоэластичности  $G_0$  раствора ПАА в зависимости от температуры и концентрации полимера в растворе. Как видно из рис. 1, с увеличением температуры раствора от 298 К до 333 равновесный модуль высокоэластичности для водных растворов ПАА всех концентраций уменьшается (рис. 1, кривые 1—5), т. е. в области малых скоростей сдвига эластичность макромолекул ПАА с увеличением температуры растет. В таблице приведены значения времени релаксации

Время релаксации раствора ПАА в условиях сдвиговой деформации [1]

Концентрация, %	Скорость сдвига, $C^{-1}$	Время релаксации, $t_p, c$		
		Температура, К		
		298	313	333
0,05	0,204	0,117	0,0957	0,0731
	1,285	0,114	0,0938	0,0731
	8,11	0,100	0,0878	0,0683
	27,7	0,089	0,0812	0,0650
	94,5	0,078	0,0741	0,0635
0,1	0,204	0,14	0,118	0,086
	1,285	0,135	0,115	0,086
	8,11	0,117	0,104	0,080
	27,7	0,106	0,093	0,076
	94,5	0,090	0,081	0,073
0,5	0,204	0,21	0,186	0,116
	1,285	0,197	0,178	0,114
	8,11	0,173	0,161	0,106
	27,7	0,150	0,141	0,0985
	94,5	0,123	0,117	0,0853

для раствора ПАА различной концентрации в условиях сдвиговой деформации в зависимости от температуры, а на рис. 2—в условиях объемной деформации.

Как видно из данных таблицы и рис. 2, независимо от вида деформации и концентрации раствора с увеличением температуры времени релаксации раствора ПАА уменьшается. Увеличение скорости сдвига и приложенного давления также приводит к уменьшению времени релаксации.

Влияние скорости сдвига на вязкоупругие свойства раствора ПАА можно также оценить, если воспользоваться методикой, предложенной в работе [5]. Согласно этой методике зависимость между касательными напряжениями сдвига  $\tau$  и эффективной вязкостью  $\mu_e$  для ротационной вискозиметрии может быть представлена в виде:

$$\frac{1}{\mu_e^2} = \frac{1}{\mu_t^2} + \frac{\tau^2}{4G^2 \mu_t^2},$$

где  $\mu_t$ —истинная вязкость исследуемого раствора, мПа·с  
 $G$ —модуль упругости, Па.

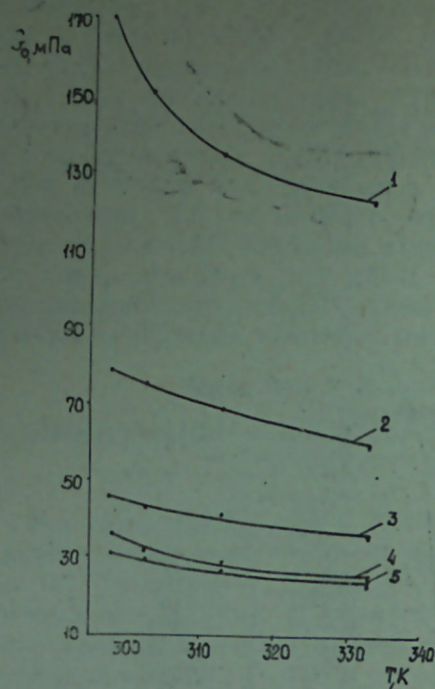


Рис. 1. Зависимость равновесного модуля высокоэластичности от температуры для ПАА различной концентрации, %: 1—0,5; 2—0,25; 3—0,1; 4—0,05; 5—0,025

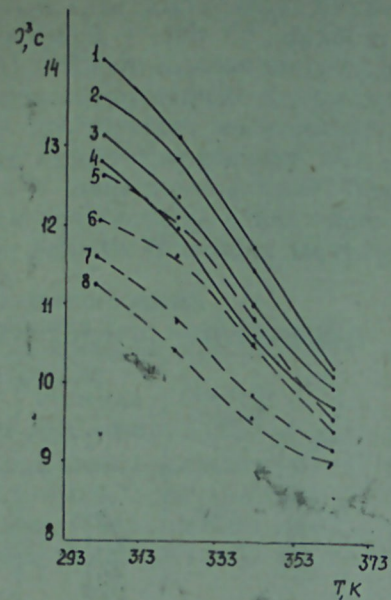


Рис. 2. Зависимость времени релаксации раствора ПАА от температуры в условиях объемной деформации. Сплошные линии—0,23% концентрации: 1—0,6; 2—1; 3—2,5; 4—4 МПа. Пунктирные линии—0,05% концентрации: 5—0,6; 6—1; 7—2,5; 8—4.

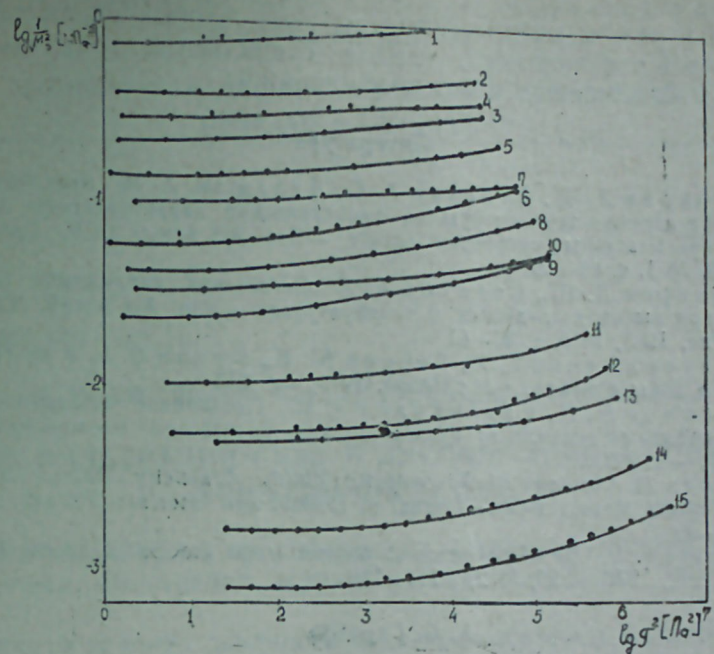


Рис. 3. Зависимость  $\lg \frac{1}{\tau^2}$  от  $\lg \tau^2$  для раствора ПАА при различных концентрациях и температурах (К), 0,025%; 1—333; 2—313; 3—298, 0,05%; 4—333; 5—313; 6—298; 0,1%; 7—333; 8—313; 9—298; 0,25%; 10—333; 11—313; 12—298; 0,5%; 13—333; 14—313; 15—298

Построение полученных данных [1] в виде зависимости  $\frac{1}{\mu_0^2}, \tau^2$

(рис. 3) позволяет оценить влияние скорости сдвига на вязкоупругие свойства раствора ПАА. Как видно из кривых, приведенных на рис. 3, раствор ПАА всех концентраций, при всех температурах в области малых скоростей сдвига обладает линейными вязкоупругими свойствами, которые затем отклоняются от линейности с увеличением скорости сдвига. Причем степень проявления вязкоупругих свойств раствора ПАА, как видно из рис. 3, зависит от концентрации полимера в растворе и температуры.

Полученные данные показали также возможность, используя вязкоупругие свойства полимера, изолирующего скважину от поступления воды, повысить эффективность селективной изоляции. Для этого были проведены исследования по влиянию скорости фильтрации воды через модель пласта проницаемостью  $0,9 \text{ мкм}^2$ , обработанную 0,05% раствором ПАА, при температурах 298, 313, 333 К на фактор остаточного сопротивления  $R_{\text{ост}}$  (рис. 4). Как видно из рис. 4, увеличение температуры и скорости фильтрации воды приводит к уменьшению фактора остаточного сопротивления, причем увеличение скорости фильтрации воды приводит также к уменьшению разницы в

факторах остаточного сопротивления, происходящей от изменения температуры от 298 К до 333 (рис. 4, кривые 1—3). Такое изменение фактора остаточного сопротивления на основании всего вышеизложенного можно объяснить изменением вязкоупругих свойств полимера под действием температуры и скорости сдвига.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что выбирая в каждом конкретном случае обработки призабойной зоны скважины оптимальные условия закачки

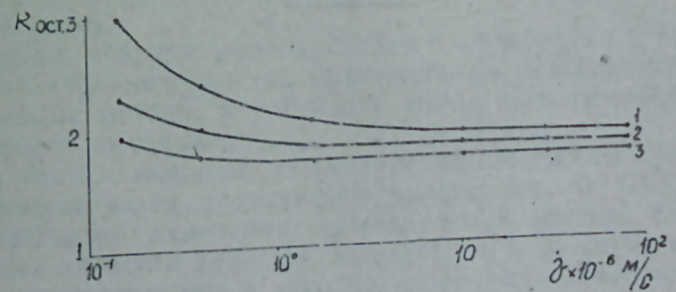


Рис. 4. Зависимость фактора остаточного сопротивления от скорости фильтрации воды для пористой среды, обработанной 0,05% раствором ПАА при различных температурах, К: 1—298; 2—313; 3—333

полимера и режим работы скважины, при которых проявляются вязкоупругие свойства полимера, удастся существенно повысить эффективность изоляционных работ полимерами.

#### Литература

1. Везиров Д. Ш., Стреков А. С., Дадашев А. М. Экспериментальное исследование влияния температуры на реологические характеристики полимерных растворов при пластовых скоростях сдвига. — Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1983, № 1, с. 62—69.
2. Везиров Д. Ш., Стреков А. С. Релаксация напряжений полимерных растворов при высоких давлениях и температурах. — Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1983, № 5, с. 36—41.
3. Григоращенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. и др. Применение полимеров в добыче нефти. — М.: Недра, 1978. — с. 213
4. Галямов М. Н., Рахимкулов Р. Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. — М.: Недра, 1978, — с. 207.
5. Cross M. Rheology of Viscoelastic Fluids: Elasticity Determination from Tangential Stress Measurement. — Journal of Colloid and Interface Science, 1968, v. 27, № 1, p. 84—90.
6. White J. L. Use of polymers to control water production in oil wells. — J. of Petrol. Tech., 1973, v. 25, № 2, p. 143—150.

А. С. Стреков

#### ПОЛИМЕРЛӘ СУ ИЗОЛЈАСИЈА ИШЛӘРИНИН ЕФФЕКТИЛИЈИНИН ЈҮКСӘЛМӘСИ

Мәгаләдә ПАА полимер мәһлулларынын өзүлү еластики хассәләринә температур, концентрасија вә деформасија нөвләринин тәсиринин нәтичәләри верилмишдир. Көстәрилир ки, полимер мәһлулларынын өзүлү еластики хассәләрини тәнзим этмәклә изолә ишләринин ефективлијини јүксәлтмәк олар.

A. S. Strekov

#### ABOUT EFFECTIVENESS INCREASE OF WATER INSULATED WORKS BY POLYMERS

The article deals with the data of temperature, concentration and deformation type influence upon viscoelastic properties of polyacrilamide solution (PAA). The author shows that insulated work effectiveness by polymers may be increased significantly by means of a control of viscoelastic properties of polymer solutions.

УДК 622.276.038 : 532.11

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, С. С. САЛМАНОВА, М. С. ГУЛИЕВА

#### О ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА В КУСОЧНО-ОДНОРОДНО- АНИЗОТРОПНОМ ПЛАСТЕ

В настоящее время существует значительное количество работ посвященных фильтрации жидкости в анизотропных пластах [1—3 и др].

Задача о течении жидкости к системе батарей скважин в ограниченных полосообразных и круговых пластах, состоящих из нескольких зон с разными проницаемостями (в каждой зоне проницаемости в перпендикулярных направлениях различны, но постоянны) решена в работе [4]. В [5] исследуется процесс обводнения прямой линейной батареи, состоящей из чередующихся эксплуатационных скважин с разными дебитами в однородно-анизотропном пласте.

Исследований, посвященных фильтрации газа в анизотропных средах, сравнительно немного. Здесь можно отметить работу [6] в которой методика, примененная в [7] для жидкости, распространена на случай фильтрации газа.

Для изотропных сред движение газа к системе скважин в месторождениях полосообразной и круговой формы, когда линии раздела являются эксцентрическими и концентрическими окружностями, была исследована в [8, 9].

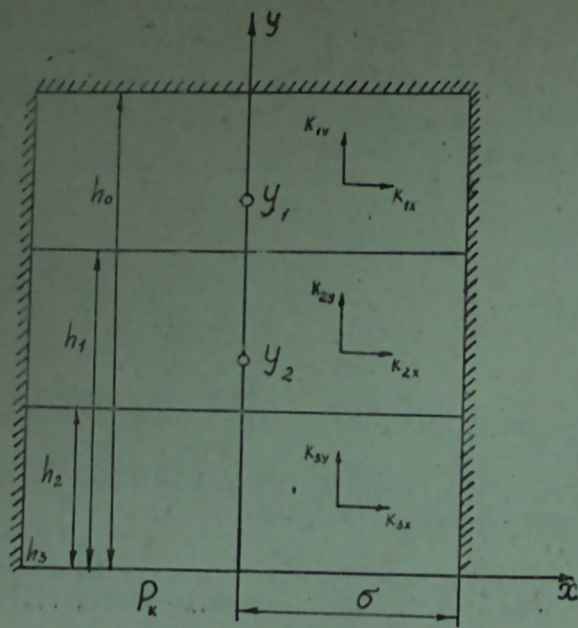
В настоящей работе рассматривается фильтрация газа к системе скважин в кусочно-однородно-анизотропной среде при газовом режиме (рисунок).

Известно, что при решении задач о фильтрации к системе скважин в неоднородных пластах эффективными оказываются различные приближенные методы, в частности, метод последовательной смены стационарных состояний.

Если считать давление на контуре пласта равным средневзвешенному, решение задач существенно упрощается. В [10] показано, в каком диапазоне изменения проницаемости можно, без большого ущерба для точности решения, принять это допущение при решении задач о фильтрации газа в кусочно-однородных изотропных пластах.

Представляет интерес исследование этого же вопроса для случая кусочно-однородного анизотропного пласта.

Пусть ограниченный полосообразный пласт, состоящий из нескольких зон с разными проницаемостями, разрабатывается системой



равнодебитных батарей скважин. Проницаемости вдоль течения газа и в перпендикулярном к нему направлении различны, но постоянны, причем значения их в разных зонах разные.

Как известно, при применении метода последовательной смены стационарных состояний находится решение соответствующей стационарной задачи, в котором контурное давление принимается функцией времени.

Уравнение фильтрации идеального газа для

стационарного случая имеет вид:

$$K_x \frac{\partial P_j^2}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial P_j^2}{\partial y^2} = 0 \quad j = 1 \div n \quad (1)$$

Здесь  $K_x$  и  $K_y$  — значения коэффициента проницаемости в направлениях  $x$  и  $y$ ;  $j$  — индекс зоны,  $n$  — число зон.

Поставленная задача математически формулируется следующим образом: найти решение системы уравнений (1) при следующих граничных условиях:

$$\left. \frac{\partial P_j^2}{\partial y} \right|_{y=0} = 0 \quad (2)$$

$$P_n^2 = P_k^2 \quad \text{при} \quad y = h_n \quad (3)$$

$$\begin{cases} P_j^2 = P_{j+1}^2 \\ K_{jy} \frac{\partial P_j^2}{\partial y} = K_{j+1y} \frac{\partial P_{j+1}^2}{\partial y} \end{cases} \quad y = h_j \quad (j = 1, 2, \dots, n-1), \quad (4)$$

где  $y = h_j$  — уравнение границы раздела между  $j$  и  $(j+1)$ -й зонами. Введя  $u = Ky$ , получим систему уравнений Лапласа:

$$\frac{\partial P_j^2}{\partial x^2} + \frac{\partial P_j^2}{\partial u^2} = 0 \quad j = 1 \div n, \quad (5)$$

где  $K = \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$ . Условия (2—4) в координатах  $x, \bar{u}$  перейдут в следующие:

$$\left. \frac{\partial P_j^2}{\partial \bar{u}} \right|_{\bar{u}=0} = 0 \quad (6)$$

$$P_n^2 = P_k^2 \quad \text{при} \quad \bar{u} = \bar{h}_n \quad (7)$$

$$\begin{cases} P_j^2 = P_{j+1}^2 \\ \sqrt{K_{jx} K_{jy}} \frac{\partial P_j^2}{\partial \bar{y}} = \sqrt{K_{jx} K_{jy}} \frac{\partial P_{j+1}^2}{\partial \bar{y}} \end{cases} \quad \text{при} \quad \bar{u} = \bar{h}_j \quad (8)$$

Кроме этого имеем условие на скважине:

$$\lim_{r_{vj} \rightarrow 0} \left( r_{vj} \frac{\partial P_j^2}{\partial r_{vj}} \right) = \frac{\mu_{vj} q_{vj} P_{am}}{\pi b \sqrt{K_{jx} K_{jy}}} \quad (9)$$

Будем считать, что в каждой зоне имеется  $l_j$  батарей. Решая (3), (6)—(9) методом разделения переменных и сравнения, получаем распределение давления в  $j$ -ой зоне в виде аналогичном полученному в [4] для случая фильтрации жидкости в анизотропном пласте:

$$\begin{aligned} P_j = & \left( P_k^2 - \frac{q_{11} P_{am}}{\pi b} \left( \frac{\pi}{\sigma_j} \left( \frac{\bar{y} - \bar{h}_j}{\sqrt{K_{jx} K_{jy}}} \sum_{\alpha=1}^j \sum_{\nu=1}^{l_\alpha} S_{\alpha\nu} + \right. \right. \right. \\ & + \left. \left. \sum_{\beta=j+1}^n \frac{1}{\sqrt{K_{\beta x} K_{\beta y}}} \left( (\bar{h}_{\beta-1} - \bar{h}_\beta) \sum_{\alpha=1}^{\beta-1} \sum_{\nu=1}^{l_\alpha} S_{\alpha\nu} + \sum_{\nu=1}^{l_\beta} S_{\beta\nu} (\bar{y}_{\beta\nu} - \bar{h}_\beta) \right) \right) \right) + \\ & + \sum_{\nu=1}^{l_j} \frac{S_{j\nu}}{\sqrt{K_{jx} K_{jy}}} \ln \left( \operatorname{ch} \frac{\pi (\bar{y} - \bar{y}_{j\nu})}{\sigma_{j\nu}} - \cos \frac{\pi (x - x_{j\nu})}{\sigma_{j\nu}} \right) + \\ & + \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\nu=1}^{l_\alpha} \frac{S_{\alpha\nu}}{\sqrt{K_{\alpha x} K_{\alpha y}}} \sum_{\eta=1}^{\infty} \frac{1}{\eta} \left( A_{j\alpha\nu\eta} \exp \left( - \frac{\pi \eta \bar{y}}{\sigma_{\alpha\nu}} \right) + \right. \\ & \left. + B_{j\alpha\nu\eta} \exp \frac{\pi \eta \bar{y}}{\sigma_{\alpha\nu}} \right) \cos \frac{\pi \eta (x_{\alpha\nu} - x)}{\sigma_{j\nu}} \Big)^{1/2} \quad (10) \end{aligned}$$

Здесь  $S_{\alpha\nu} = \frac{q_{\alpha\nu}}{q_{11}}$ ;  $q_{\alpha\nu}$  — дебит  $\nu$ -ой батареи  $\alpha$ -ой зоны;  $\sigma_{j\nu}$  — половина расстояния между скважинами  $\nu$ -ой батареи  $j$ -ой зоны. В дальнейшем будем считать  $\sigma_{j\nu} = \sigma = \text{const}$ ;  $A_{j\alpha\nu\eta}$  и  $B_{j\alpha\nu\eta}$  — неизвестные коэффициенты, которые определены в [11].

Для учета нестационарности процесса используем уравнение материального баланса. Будем считать, что наступила вторая фаза процесса. (Время первой фазы можно оценить приблизительно по формуле:

$$l = l(t) = 2\sqrt{xt}; \quad \text{отсюда} \quad t = \frac{1}{x} \left( \frac{l}{2} \right)^2, \quad \text{где} \quad x = \frac{KP_0}{m_0 \mu_0}.$$

$$\left( q_{11} \sum_{j=1}^n \sum_{\nu=1}^{l_j} S_{j\nu} \right) dt = - \Omega d\bar{P}_{cp}, \quad (11)$$

где  $\Omega$  — объем пласта равный  $2\sigma(h_n - h_0)mb$ .

Определим средневзвешенное давление, пользуясь найденным распределением давления (10). Принимая, что  $(\bar{P}_{cp}^2) = (\bar{P}_{cp})^2$ , имеем:

$$(\bar{P}_{cp})^2 = \frac{1}{2\sigma(h_n - h_0)} \sum_{j=1}^n \int_{h_{j-1}}^{h_j} \int_{-z}^0 P_j^2 dx dy \quad (12)$$

Подставляя (10) в (12), получим:

$$\begin{aligned} (\bar{P}_{cp})^2 = & P_K^2 - \frac{q_{11} P_{am} t}{b\sigma(h_n - h_0)} \sum_{j=1}^n \frac{(\bar{h}_j \bar{h}_{j-1} - \bar{h}_{j-1}^2) \sum_{\alpha=1}^j \sum_{\nu=1}^{l_\alpha} S_{\alpha\nu} +}{2K_{jx}} \\ & + \frac{(\bar{h}_j^2 - 2\bar{y}_j(\bar{h}_j - \bar{h}_{j-1}) - \bar{h}_{j-1}^2)}{2} \sum_{\nu=1}^{l_j} S_{j\nu} + \frac{\bar{h}_j - \bar{h}_{j-1}}{\sqrt{\frac{K_{jy}}{K_{jx}}}} \times \\ & \times \sum_{\beta=j+1}^n \frac{1}{\sqrt{K_{\beta x} K_{\beta y}}} \left( (\bar{h}_{\beta-1} - \bar{h}_\beta) \sum_{\alpha=1}^{\beta-1} \sum_{\nu=1}^{l_\alpha} S_{\alpha\nu} + \sum_{\nu=1}^{l_\beta} S_{\beta\nu} (\bar{y}_{\beta\nu} - \bar{h}_\beta) \right) - \\ & - \frac{\sigma}{\pi} \frac{(\bar{h}_j - \bar{h}_{j-1})}{K_{jx}} \sum_{\nu=1}^{l_j} S_{j\nu} \Big) = P_K^2 - M \quad (13) \end{aligned}$$

С другой стороны, из уравнения материального баланса (11) имеем

$$\bar{P}_{cp}(t) \Big|_{P_0} = - \int_0^t \frac{q_{11} \sum_{j=1}^n \sum_{\nu=1}^{l_j} S_{j\nu}}{2\sigma(h_n - h_0)mb} dt = \frac{q_{11} \sum_{j=1}^n \sum_{\nu=1}^{l_j} S_{j\nu}}{2\sigma(h_n - h_0)mb} t + P_0 \quad (14)$$

Подставляя (14) в (13), получим выражение для  $P_K$ :

$$P_K = \sqrt{\left( P_0 - \frac{q_{11} \sum_{j=1}^n \sum_{\nu=1}^{l_j} S_{j\nu} t}{2\sigma(h_n - h_0)mb} \right)^2 + M}$$

Для сравнения величин средневзвешенного и контурного давления проведены расчеты при следующих данных:

$n = 3, S_1 = S_2 = 1, S_3 = 0, q_{11} = 150$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  
 $2\sigma_1 = 2\sigma_2 = 800$  м,  $x_1 = x_2 = 0, h_0 = 1800$  м,  $h_1 = 1200$  м,  $h_2 = 600$  м,  
 $h_3 = 0, \mu = 0,02 \times 10^{-3}$  Па с,  $b_0 = 10$  м,  $m = 0,2, r_c = 0,1$  м,  
 $P_0 = 250 \times 9,81 \times 10^{-4}$  Па,  $y_1 = 1400$  м,  $y_2 = 800$  м.

Результаты расчетов представлены в таблицах 1 и 3.

Расчеты проводились для различных вариантов значений проницаемости зон (табл. 2).

Анализ расчетов, приведенных в табл. 1, показывает, что погрешность, возникающая при замене средневзвешенного давления контурным тем больше, чем меньше проницаемость зон в направлении движения (в нашем случае  $K_y$ ). Причем отметим, что такая закономерность наблюдается более явно при не слишком высокой степени истощенности пласта. Так, если при  $K_y = 1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup> (вар. 11)

Изменение контурного давления во времени для различных вариантов

K	№ вар	10 сут		1 мес.		3 мес.		7 мес.		1 г.		1,5 г.	
		$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%
$K_j$	1	1,00	—	1,00	—	1,00	—	1,00	—	1,00	15,05	0,93	17,35
	2	1,00	—	1,00	1,18	0,97	1,29	0,92	1,44	0,86	1,65	0,79	1,98
	3	1,00	—	1,00	—	1,00	3,75	0,96	5,71	0,91	6,50	0,84	7,67
	4	1,00	—	1,00	—	1,00	—	1,00	9,30	0,90	10,33	0,88	12,25
	5	1,00	—	0,99	0,41	0,96	0,43	0,91	0,48	0,85	0,56	0,78	0,67
	6	1,00	—	0,99	0,86	0,97	0,90	0,96	1,00	0,86	1,16	0,78	1,39
	7	1,00	—	1,00	—	1,00	3,75	0,95	4,32	0,89	4,93	0,82	5,85
	8	1,00	—	1,00	—	1,00	—	0,98	6,82	0,91	7,55	0,85	9,10
	9	1,00	—	1,00	—	1,00	—	0,99	8,46	0,94	9,58	0,87	11,21
	10	1,00	—	1,00	—	0,99	3,70	0,95	4,09	0,89	4,67	0,82	5,54
	11	1,00	0,99	0,99	0,08	0,96	0,09	0,91	0,10	0,85	0,11	0,78	0,14
	12	1,00	—	1,00	—	1,00	—	1,00	—	1,00	15,16	0,94	17,47
$K_{cp}$	1	1,00	—	1,00	—	0,99	2,87	0,94	3,18	0,88	3,65	0,81	4,34
	5	1,00	—	0,99	0,74	0,97	0,78	0,92	0,87	0,86	1,00	0,78	1,20
	9	1,00	—	1,00	—	0,98	2,10	0,93	2,33	0,87	2,68	0,80	3,20
	12	1,00	—	0,99	0,92	0,97	0,96	0,92	1,07	0,86	1,24	0,79	1,48

Примечание: % означает отклонение средневзвешенного давления от кон

Таблица 2

Варианты значений проницаемости зон

$K \cdot 10^{12}$ м <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$K_{1x}$	0,1	0,01	0,1	0,5	0,01	0,05	0,1	0,01	0,1	0,01	0,01	1,00
$K_{1y}$	0,01	0,1	0,01	0,05	0,1	0,5	0,01	0,01	0,1	0,01	0,01	1,00
$K_{2x}$	0,1	0,01	0,3	0,3	0,03	0,03	0,1	0,01	0,05	0,05	0,05	1,00
$K_{2y}$	0,01	0,1	0,03	0,03	0,3	0,3	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	1,00
$K_{3x}$	0,1	0,01	0,1	0,1	0,05	0,01	0,1	0,01	0,1	0,1	0,01	1,00
$K_{3y}$	0,01	0,1	0,01	0,01	0,5	0,1	0,1	0,1	0,01	0,1	1,00	0,01
$K_{cp}$	$4,8 \times 10^{-2}$				$1,8 \times 10^{-1}$				$5,3 \times 10^{-2}$			$1,5 \times 10^{-2}$

Таблица 3

Изменение забойных давлений скважин во времени

K	№ вар	10 сут	1 мес.	3 мес.	7 мес.	1 г.	1,5 г.	2 г.	2,5 г.	3 г.	5 лет.	6 лет	6,6 г.
$K_j$	1	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,80	0,73	0,66	0,59	0,34	0,25	0,23
	2	0,99	0,99	0,95	0,91	0,84	0,77	0,69	0,62	0,55	0,25	0,11	0,04
	11	0,99	0,99	0,96	0,91	0,84	0,78	0,70	0,63	0,55	0,24	0,09	0,04
$K_j$	12	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,81	0,74	0,67	0,58	0,48	0,53	0,52
$K_{cp}$	1	0,97	0,97	0,96	0,91	0,85	0,78	0,71	0,63	0,56	0,27	0,14	0,09
	12	0,99	0,98	0,96	0,91	0,85	0,78	0,70	0,63	0,55	0,25	0,11	0,05

Таблица 1

проницаемости зон и отклонение от него средневзвешенного

2 г		2,5 г		3 г		5 лет		6 лет		6,6 год	
$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%	$P_k/P_0$	%
0,87	20,15	0,81	23,60	0,76	27,85	0,58	57,20	0,53	81,39	0,53	98,10
0,71	2,41	0,64	2,99	0,57	3,82	0,29	16,38	0,18	46,16	0,15	93,62
0,77	9,18	0,70	11,13	0,64	11,73	0,41	38,73	0,33	70,38	0,32	96,90
0,81	14,45	0,75	17,23	0,69	20,78	0,43	42,45	0,37	72,90	0,35	97,18
0,70	0,82	0,63	1,02	0,55	1,32	0,26	4,35	0,12	20,48	0,77	86,99
0,71	1,70	0,64	2,11	0,57	2,71	0,28	11,36	0,16	39,21	0,13	92,36
0,75	7,03	0,58	8,59	0,62	10,71	0,37	33,04	0,29	66,08	0,27	96,39
0,78	10,83	0,71	13,07	0,65	16,01	0,36	31,60	0,23	64,88	0,26	96,25
0,81	13,27	0,74	15,86	0,68	19,23	0,47	47,14	0,41	75,83	0,40	97,51
0,75	6,67	0,68	8,17	0,61	19,19	0,36	31,97	0,28	65,19	0,27	96,29
0,70	0,17	0,63	0,21	0,55	0,27	0,26	1,29	0,11	7,33	0,04	76,06
0,88	20,29	0,82	23,75	0,75	26,66	0,58	57,35	0,54	81,47	0,53	98,11
0,74	5,24	0,67	5,45	0,60	8,11	0,34	27,29	0,25	60,99	0,23	95,76
0,71	1,47	0,64	1,83	0,56	2,34	0,27	10,01	0,15	36,35	0,12	91,77
0,73	3,88	0,66	4,79	0,59	6,07	0,32	22,03	0,22	55,42	0,20	95,02
0,71	1,81	0,64	2,25	0,57	2,88	0,28	12,00	0,17	40,46	0,13	92,61

турного т. е.  $\frac{P_k - P_{cp}}{P_k} \cdot 100\%$ .

$P_{cp} = P_k$  (отклонение составляет 0,3 и 76,06%), то при  $K_y = 10^{-12} \times 0,01 \text{ м}^2$  (вар. 1) разница между  $P_{pc}$  и  $P_k$ , увеличиваясь со временем, достигает 28 и 98,10% — соответственно для  $t = 3 \text{ г.}$  и  $6,6 \text{ лет.}$

Интересно, что средневзвешенная проницаемость в обоих упомянутых вариантах одинакова ( $K_{cp} = 0,05 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ), причем, если принять ее постоянной по пласту, то  $P_{cp}$  отличается от  $P_k$  не более чем на 8% ( $t = 3 \text{ г.}$ ) и 95,76% ( $t = 6,6 \text{ лет.}$ ). Отсюда следует вывод, что в случае анизотропного пласта использование  $K_{cp}$  вместо истинных  $K_{jx}$  и  $K_{jy}$  может привести к значительным ошибкам. Проницаемость вдоль направления  $x$  оказывает весьма малое влияние как на абсолютную величину  $P_k$ , так и на отклонение  $P_{cp}$  от  $P_k$ . Так, в вар. 1 и 12 при одинаковых  $K (10^{-12} \cdot 0,01 \text{ м}^2)$  значения  $K_{jx}$  отличаются в 10 раз ( $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  — в вар. 2 и  $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  — в вар. 11) и разница между  $P_{cp}$  и  $P_k$  уменьшается в вар. 11 по сравнению с вар. 2 более чем в 10 раз (при  $t = 3 \text{ г.}$ ) и в 1,23 (при  $t = 6,6 \text{ лет.}$ ).

Наибольшее влияние имеет проницаемость приконтурной зоны (при том, что ширина зон одинакова). Если проницаемость ухудшается в сторону приконтурной зоны, отклонение контурного давления от средневзвешенного больше, чем в пласте с обратным распределением проницаемости (ср. вар. 3 и 4, 5 и 6). Отметим, что такая же закономерность наблюдается и для зонально-однородного изотропного пласта (см. вар. 9 и 10).

Из вышеизложенного следует, что в анизотропном пласте при проницаемостях в направлении движения порядка  $10^{-14} \text{ м}^2$  замена средневзвешенного давления контурным при сохранении пластового

давления достаточно высоким ( $P > 0,6$ ) может дать погрешность до 20—30%. При проницаемостях же порядка  $10^{-13} \text{ м}^2$  и выше такая замена не внесет заметной ошибки, независимо от значений проницаемости в направлении перпендикулярном движению. Для существенной же истощенности пласта для любых проницаемостей замена средневзвешенного давления контурным приводит к существенным ошибкам.

Для наиболее интересных с точки зрения влияния анизотропии пласта на процесс фильтрации вариантов проницаемостей зон вычислены забойные давления скважин  $\frac{P_{cj}}{P_0}$ .

## Литература

1. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. — М Недра, 1977.—664 с.
2. Абасов М. Т., Джалилов К. Н. Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных и газовых месторождений. Баку, 1960, —255 с.
3. Голубева О. В., Кутузов В. Г. О фильтрации в кусочно-однородной среде с линейной и радиальной анизотропией. (Сборник научных трудов. Московский обл. пед. институт, 1976, вып. 5, с. 5—22.
4. Джалилов Г. И., Гаджиев М. М. О фильтрации жидкости в кусочно-однородно-анизотропном пласте. —Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. 1977. вып. 1, с. 67—78.
5. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин.—Баку: Элм 1974,—286 с.
6. Нумеров С. Н. К вопросу о нелинейной фильтрации газа в анизотропной среде. Изв. ВНИИ гидротехн., 1974 (рез. англ.). с. 292—293.
7. Congr. Int. Assoc. Hydraul. Res., Vol. 3. Istanbul, 1973, p. 39—46.
8. Кадыров Б. А., Ширинов К. Ф., Джафаров Н. Д. О фильтрации газа к системе скважин в неоднородных пластах. —Изв. АН Азерб. ССР. Серия физ.-техн. и мат. наук, 1975, № 3, с. 3—8.
9. Джалилов К. Н., Ширинов К. Ф., Кадыров Б. А. О фильтрации газа к системе скважин в неоднородной среде.—Вопросы математической кибернетики и прикладной математики, 1975, вып. 1.
10. Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Кадыров Б. А. Неустанавливающийся приток газа к системе скважин в неоднородной залежи. —АНХ, 1975, № 11 с. 42—45.
11. Джалилов К. Н., Жангирова С. А., Джафаров Н. Д., Салманова С. С. О вытеснении жирного газа сухим к системе скважин. —Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. 1980, № 1, с. 35—42.

Г. Н. Чалилов, С. С. Салманова, М. С. Гулиева

## НИССЭ-НИССЭ БИРЧИНС АНИЗОТРОП ЛАЈДА ГАЗЫН СУЗУЛМЭСИ

Мәгаләдә газ режиминдә һиссә-һиссә бирчинс анизотроп мүнһтдә газын гујулар системинә сузүлмәсиндән бәһс олунур. Бурада стационар вәзијәтләрин ардыңыл эвәз олунмасы методу тәтбиг олунмуш, „п“ зонадан ибарәт лај үчүн һәр зонада тәзјигин пәјланмасы дүстур алынмышдыр. Просесин гејри-стационарлығыны нәзәрә алмаг үчүн мадди баланс тәнликләриндән истифадә слунмушдур.

Мәгаләдә һәмчинин гујудибн тәзјигинин замандан асылы олараг дәјишмәси һесаблинмышдыр.

К. Н. Djalilov, S. S. Salmanova, M. S. Gulieva

## ABOUT GAS FILTRATION IN A PIECE-HOMOGENEOUS-ANISOTROPIC RESERVOIR

The article deals with gas filtration to well system in a piece-homogeneous-anisotropic medium at gas drive. The method of successive change of stationary states is used.

For a reservoir consisting of  $n$ -zones the authors obtained pressure distributions in each zone. The material balance equation is used for calculation of non-stationary state of the process, and the change of bottom hole pressures of wells in time is calculated as well.

УДК 553.982 (479.24)

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Т. Ю. БАГАРОВ. Э. Б. ВЕЛИЕВА,  
 Т. Н. САРАДЖЕВ

### К ОЦЕНКЕ СРЕДНИХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ

При переоценке запасов нефти и газа по залежам, находящимся в разработке, возникает необходимость уточнения средней нефтегазонасыщенной мощности. Такие залежи характеризуются достаточно плотной сеткой скважин, как правило, равномерно размещенных по площади. Переоценка нефтегазонасыщенных мощностей в основном проводится по тем скважинам, которые характеризуют первоначальное положение контура нефтегазонасыщенности, что несколько снижает число скважин. Средняя величина ее как при подсчете запасов, так и при пересчете может быть определена как средняя арифметическая или средневзвешенная по скважинам.

Подсчет среднего арифметического значения обычно производится по тем объектам, где в изменении мощностей по площади залежи нарушена линейность, водонефтяная зона либо отсутствует, либо имеет незначительные размеры, а залежь охвачена достаточно большим числом скважин, более или менее равномерно расположенных по площади.

В других случаях среднее значение мощности обычно определяется как средневзвешенное по картам изопахит. В [1] было показано, что для определенных геометрических соотношений между размерами водоплавающей и остальной частью залежи, ее мощностью и углом падения пластов может быть получена аналитическая зависимость между средним арифметическим и средневзвешенным значениями мощностей, которая подтверждается фактическим материалом по месторождениям Апшеронской нефтегазонасыщенной области.

Зачастую, вследствие многослойного строения коллектора, на контакте залежи с контурными водами единая плоскость ВНК отсутствует и каждый отдельный пропласток характеризуется своей водоплавающей зоной. При углах падения пластов более 10–12° и малых мощностях отдельных пропластков их водоплавающие зоны весьма незначительны и на границе залежи нефтенасыщенная мощность существенно отличается от нуля. Построение в таких случаях карт изопахит с линейной интерполяцией мощностей до нуля на контуре нефтенасыщенности неправомерно.

В таких случаях более объективной оценкой среднего значения мощности при наличии достаточного количества равномерно размещенных скважин является ее среднеарифметическая величина [2]. Если же скважины в основном сосредоточены (в условиях Апшерона) в повышенной части структуры, то осреднение мощности приводит к ее завышению, а если большинство скважин окажется в приконтурной зоне, где мощность нефтегазонасыщенных прослоев относительно мала, то среднее арифметическое значение будет занижать истинное значение мощности.

Поэтому до выбора метода осреднения мощностей необходима количественная оценка равномерности охвата залежи скважинами. С этой целью площадь залежи разбивается на участки, примерно одинаковые по площади, суммарное число которых  $\Sigma n$  равно числу скважин. В случае неравномерности размещения скважин по площади на некоторых участках их может не оказаться вовсе, а на других — быть больше одной. Коэффициент, характеризующий степень охвата площади скважинами, представляет собой отношение числа участков, на которых имеются скважины  $n$ , ко всему числу участков  $\Sigma n$ :

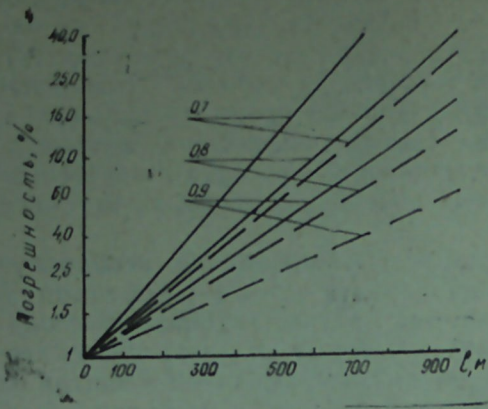
$$\varphi \text{ охв. скв.} = \frac{n}{\Sigma n}$$

Для выяснения степени влияния полноты охвата нефтегазонасыщенной площади сеткой скважин на достоверность результатов оценки средней мощности (среднеарифметической величины) были рассмотрены данные по 107-ми залежам длительно разрабатываемых месторождений центрального Апшерона, где за последние годы была проведена переоценка запасов нефти.

В результате расчетов установлена зависимость погрешности средней мощности от коэффициента охвата площади скважинами и расстояния между ними с учетом геологических особенностей залежи. Предварительно все залежи были разбиты на две группы по степени неоднородности и величине песчаности. Границе, разделяющей неоднородный ряд песчаности на два однородных ряда, аналогично работе [3], соответствует значение песчаности 0,7. Этому значению соответствует коэффициент расчлененности 3. К сравнительно однородным отнесены объекты с песчаностью более 0,7 и коэффициентом расчлененности менее 3.

По обеим группам залежей было выделено 36 объектов, характеризующихся относительно высокой плотностью сетки скважин (менее 10 га/скв.), с равномерным охватом площади нефтеносности. По этим объектам моделировалась различная степень охвата при различных расстояниях между скважинами. При этом был использован известный метод разрядки сети точек наблюдения по одной скважине или группами. На примере одной из залежей, имеющей полный охват площади скважинами, иллюстрируется зависимость относительной погрешности среднего арифметического значения мощности (к ее значению при коэффициенте охвата равном 1) от степени охвата площади залежи скважинами:

$\varphi$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Погрешность, %	27,0	20,0	10,4	4,5	2,5	0



Зависимость погрешности оценки средней нефтегазонасыщенной мощности от коэффициента охвата залежи сеткой скважин ( $\varphi$ ) и расстояния между скважинами ( $l$ ) по неоднородным (прямая линия) и однородным (пунктирная линия) коллекторам, шифр кривых— $\varphi$ .

полям или в целом по залежи, или по аналогии.

В случае, когда залежи характеризуются низким охватом скважинами и более или менее плавным изменением эффективной мощности по площади, наиболее приемлемым способом ввода дополнительной информации может служить следующий прием. Предварительно по фактическим данным скважин ( $n$ ) строится карта изопакит, затем исследуемая площадь разбивается на участки, равные между собой по площади, при этом число участков ( $N$ ) определяется в зависимости от коэффициента охвата ( $\varphi$ ):  $N = \frac{n}{\varphi}$ .

В точках пересечения линий сетки определяются отметки значений эффективных мощностей путем интерполяции между линиями изопакит и их экстраполяции, а затем средняя эффективная нефтенасыщенная мощность залежи вычисляется как среднеарифметическая значений полученных отметок.

На примере двух залежей месторождения Локбатан-Пула-Кушхана были определены средние эффективные мощности как (I) среднее арифметическое значение по фактическим скважинам; (II) среднее арифметическое значение с учетом дополнительной информации, способствующей повышению охвата площади сеткой скважин; (III) средневзвешенное значение, определенное по картам изопакит (таблица).

Сравнительный анализ величин средних значений эффективных нефтегазонасыщенных мощностей показал, что, как правило, во всех случаях среднее арифметическое значение по фактическим скважинам превышает данные других способов осреднения. Это объясняется некоторым увеличением числа скважин, расположенных в повышенной части структуры. Значение средней мощности, определенной по карте изопакит, во всех случаях наименьшее, что можно объяснить искусственным уменьшением фактической мощности в приконтурных частях

Результаты исследований по всем залежам приведены на рисунке, где зависимость погрешности от коэффициента охвата  $\varphi$  и расстояния между скважинами  $l$  дана по сравнительно однородным и неоднородным коллекторам. Как видно из рисунка, полнота охвата площади сеткой скважин имеет существенное значение для повышения точности расчетных значений средних величин эффективной нефтегазонасыщенной мощности.

С целью повышения охвата площади скважинами целесообразно на участках, где отсутствуют данные о мощностях, ввести информацию о наиболее вероятном ее значении путем установления закономерностей изменения мощностей по отдельным

Залежь	Поля	n	n'	φ	Эффективная мощность, м		
					I	II	III
А	Северное	17	26	0,65	30	28	25
	Южное	17	26	0,65	23	21	20
	Периклиналь	15	23	0,69	28	26	23
Б	Северное	44	63	0,70	15	13	11
	Южное	26	33	0,79	21	20	18
	Периклиналь	11	16	0,69	23	22	21

в результате ее линейной экстраполяции до нулевого значения на контуре. Наиболее предпочтительным способом определения среднего значения нефтегазонасыщенной мощности следует считать способ арифметического для залежей с высоким охватом площади нефтеносности скважинами или же с учетом дополнительной информации, повышающей коэффициент охвата для залежей с недостаточным числом скважин.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Для многослойных залежей с достаточно крутыми углами падения пластов, разбуренных плотной сеткой скважин с равномерным размещением их по площади, наиболее надежной оценкой средней нефтегазонасыщенной мощности является ее средняя арифметическая величина.

2. В случае неравномерного охвата площади нефтеносности скважинами необходимо ввести дополнительную информацию на свободные поля, что существенно увеличивает коэффициент охвата и повышает точность среднеарифметической величины нефтегазонасыщенной мощности.

#### Литература

1. Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Мадера Э. Р. К методике расчета средних нефтегазонасыщенных мощностей. — АНХ, 1974, № 2, с. 10—12.
2. Буряковский Л. А., Байрамалибейли Н. И., Бунят-заде Т. М. Оценка средних значений нефтегазонасыщенных мощностей, их точности и надежности при подсчете запасов нефти и газа. — Техническая информация АзНИИТИ. Серия Нефтедоб. пром-ть, 1976, № 32, с. 1—4.
3. Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ. — М.: Изд. МНП СССР. 1972, с. 16.

Л. А. Буряковский, Т. Ж. Бахаров, Е. Б. Вәлиева, Т. Н. Сарачев

#### НЕФТЛИ-ГАЗЛЫ ГАЛЫНЛЫҒЫН ОРТА ЭДӘДИНИН ГИМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИНӘ ДАИР

Мәғаләдә ләйләрн нефтли-газлы галынлығарыннн орта гижәтиннн тә'јини мәсәләсиндән бәһс олунар.

Галындығын орта гижәтиннн тә'јин етмәк үчүн ләзим олан үсулу сечмәздән әввәл, илк нөвбәдә нефтли саһәнин гујулар тәрәфиндән нә дәрәчәдә бәрәбәр сурәтдә әһәтә олунамасы тә'јин едилмәлидир.

Мәркәзи Абшеронда узун мүддәт ишләнмәдә олан 107 јатағын тәһлили кәстәрир ки, нефтли саһәнин гују шәбәкәси илә там әһәтә олунамасы нефтли-газлы галынлығын гижәтиннн даһа дәгиг тә'јин едилмәсиндә бөјүк әһәмијјәтә маликдир.

Әкәр Јатағын һиссәләриндә галыңлығы тә'јин етмәк үчүн мә'лумат азырса, онда бүтүн Јатағ үзрә галыңлығын дә'јишилмәси ганунау[гунлуғларыны мүүјән ет-мәклә вә Јахүд аналоки үсулла галыңлығын еһтимал олунан гијмәтини тә'јин етмәк лазымдыр. Бу да Јатағын гују шәбәкәси илә там әһатә олунмасыны тә'мин етмәклә, галыңлығын орта гијмәтини даһа дәгиг тә'јининә имкан верир.

L. A. Buryakovsky, T. Yu. Bagarov, E. B. Velieva, T. N. Saradjev

### THE ESTIMATION OF AVERAGE OIL AND GAS SATURATED THICKNESS

The article deals with the determination of average effective oil and gas saturated thickness.

In order to increase the well spacing it is reasonable in the areas in which there is no data on the thickness to input information about its most probable value by stating regularities of thickness change according to separate fields on the whole reservoir or according to the analogue that will sufficiently increase the coefficient of well spacing and accuracy of the arithmetical average value of oil and gas saturated thickness.

УДК 519.63

М. А. РАСУЛОВ, З. Ф. ОРУДЖАЛИЕВА, Х. А. ФЕЙЗУЛЛАЕВ

### ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ НЕЛИНЕЙНОГО УРАВНЕНИЯ ПАРАБОЛИЧЕСКОГО ТИПА С ВЫРОЖДЕНИЕМ

В заметке методом сеток исследуется уравнение:

$$\frac{\partial \varphi(p)}{\partial t} = a \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \psi(p)}{\partial r} \right) \quad (1)$$

в области  $D = \{(r, t), r_c \leq r \leq r_k, 0 \leq t \leq T\}$ .

Здесь  $\varphi(p)$  и  $\psi(p)$  удовлетворяют условиям:  $\varphi(p)$  и  $\psi(p)$  определены для значений  $p \geq 0$ , ограничены при ограниченных  $p$ . Причем,  $\varphi(p) > 0$ ,  $\psi(p) > 0$ , если  $p > 0$ ;  $\varphi(0) = \varphi'(0) = 0$ ,  $\varphi'(p) > 0$ ,  $\psi'(p) > 0$  при  $p > 0$ ,  $\psi'(0) = \psi^{-1}(0) = 0$  и функция  $\psi(p)$  монотонная.

Уравнение типа (1) описывает плоскорадиальную фильтрацию реального газа [1]. Следует отметить, что уравнение вида (1) также описывает процесс распространения тепла в условиях, когда приводящие свойства проводника зависят от температуры.

В случае первой краевой задачи уравнение (1) замыкается следующими начальными или граничными условиями:

$$p(r, 0) = p_0(r), \quad (2)$$

$$p(r_c, t) = p_c(t), \quad p(r_k, t) = p_k(t). \quad (3)$$

Порядок нелинейного уравнения (1) зависит от значений функции  $p(x, t)$ ; при  $p > 0$  это параболическое уравнение второго порядка, а при  $p = 0$  оно вырождается в уравнение первого порядка.

Если  $p(x, t)$  обращается в нуль, то уравнение (1) может не иметь классического решения (см. [2, 3]), такого, что в точках, где  $p = 0$ , производные  $\frac{\partial p}{\partial x}$ ,  $\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$  имеют конечный скачок или обращаются в бесконечность, в то время как  $\frac{\partial \varphi}{\partial x}$  непрерывна.

С помощью замены  $x = \frac{r^2}{4}$  уравнение (1) приводится к виду:

$$\frac{\partial \varphi(p)}{\partial t} = a \frac{\partial}{\partial x} \left( x \frac{\partial \varphi(p)}{\partial x} \right), \quad (4)$$

$$p(x, t) |_{t=0} = p_0(x), \quad (5)$$

$$p(a, t) = p_1(t), \quad p(b, t) = p_2(t). \quad (6)$$

В работе [4] доказывается существование и единственность задачи Коши, первая и вторая краевые задачи для уравнения

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{\partial^2 \varphi(t, x, u)}{\partial x^2}$$

при определенных ограничениях на  $\varphi(t, x, u)$ .

В настоящей работе методом сеток изучается задача (4)–(6), доказывается сходимость метода и изучаются некоторые свойства разностного и точного решения.

В точках вырождения классического решения задачи (4)–(6) не существует, а обобщенное решение задачи определяется следующим образом.

Определение. Неотрицательную и непрерывную в  $D = \{x \in [a, b], t \in [0, T]\}$  функцию  $p(x, t)$  называют обобщенным решением задачи (4)–(6), если существует обобщенная производная  $x \frac{\partial \varphi(p)}{\partial x}$ , суммируемая с квадратом в  $D$ , и если для любой функции  $f(x, t)$ , непрерывно дифференцируемой в  $D$ , обращаемой в нуль при  $x=b$ ,  $x=a$ ,  $t=T$ , удовлетворяется интегральное равенство:

$$\int_D \left[ \psi(p) \frac{\partial f}{\partial t} - \frac{\partial f}{\partial x} \left( x \frac{\partial \varphi(p)}{\partial x} \right) \right] dx dt + \int_a^b f(x, 0) \psi(p_0) dx = 0. \quad (7)$$

Теорема 1. Пусть выполняются следующие предположения. 1°. Начальные и граничные функции — непрерывные функции своих аргументов,

$$0 \leq p_i \leq M, \quad (i = 0, 1, 2), \quad p_0(x) \in L_2([a, b]);$$

2°. Функция  $\psi(p)$  непрерывна по  $p$ , а обобщенная производная функция  $x \frac{\partial \varphi(p)}{\partial x}$  удовлетворяет условию Липшица;

3°. Существует такое число  $A > 0$ , что

$$\left| x \frac{\partial \varphi(p_i)}{\partial x} \right| \leq A, \quad (i = 1, 2).$$

Тогда существует единственное обобщенное решение задачи (4)–(6), для которого справедливо соотношение

$$\|\psi(p)\|_{L_2([a, b], t=T)} + \|\hat{p}_x\|_{L_2(D), x\varphi'(p)\psi'(p)} \leq \text{const}. \quad (8)$$

Доказательство. Умножим уравнение (4) на функцию  $\psi(p)$  и проинтегрируем в области  $D$ . Выполняя интегрирование по частям и преобразуя, имеем:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \int_a^b \psi^2(p)|_{t=T} dx + \int_D x \varphi'(p) \psi'(p) \left( \frac{\partial p}{\partial x} \right)^2 dx dt = \\ = I_1 + \frac{1}{2} \int_a^b \psi^2(p_0) dx, \end{aligned} \quad (9)$$

где

$$I_1 = \int_0^T \left\{ x \frac{\partial \varphi(p)}{\partial x} \psi(p) \right\} \Big|_a^b dt.$$

Из условий 1° теоремы вытекает, что  $|I_1| \leq M_1$ . Нетрудно показать, что после нескольких несложных операций получается неравенство (8).

Единственность обобщенного решения задачи (4)–(6) доказывается так же, как это сделано в [4]. Известно, что при наличии точек вырождения осложняется применение тех или иных численных методов для решения, а также обоснование применяемого метода. С этой целью вводится вспомогательная задача:

$$\frac{\partial y}{\partial t} = x \frac{\partial}{\partial x} \varphi \left( \psi^{-1} \left( \frac{\partial y}{\partial x} \right) \right), \quad (10)$$

$$y(x, 0) = y_0(x), \quad (11)$$

$$\frac{\partial y(a, t)}{\partial x} = \psi(p_1(t)), \quad \frac{\partial y(b, t)}{\partial x} = \psi(p_2(t)), \quad (12)$$

где  $y_0(x)$  — какое-либо решение,  $\frac{dy_0}{dx} = \psi(p_0)$ .

Как видно, решение уравнения (10) является более гладким, чем (4).

Теорема 2. Если  $y(x, t)$  — классическое решение задачи (10)–(12), то  $\psi^{-1} \left( \frac{\partial y(x, t)}{\partial x} \right) = p(x, t)$  является обобщенным решением задачи (4)–(6).

Доказательство теоремы 2 проводится аналогично приведенному в работе [5, 6].

Перейдем к численному решению поставленной задачи. В данной работе исследуется неявная схема и доказывается интегральная сходимость приближенного решения к точному.

### Свойства разностного решения

Область  $D$  покроем следующей равномерной сеткой:

$$\omega_{h\tau} = \{x_i = ih, t_k = k\tau, i = 0, 1, \dots, n, k = 0, 1, \dots, k_0\},$$

$$h = \frac{1}{n}, \quad \tau = \frac{T}{k_0}.$$

Задачу (4)–(6) аппроксимируем так:

$$\psi(\hat{P}) = \psi(P) + \tau \{x \varphi_x(\hat{P})\}_x^-, \quad (13)$$

$$P_{i,0} = p_0(ih), \quad P_{0,k} = p_1(k\tau), \quad P_{n,k} = p_2(k\tau). \quad (14)$$

Свойство 1. Решение задачи (13)–(14) ограничено и неотрицательно

$$0 \leq \hat{P} \leq M = \max_{i,k} \{p_0, p_1, p_2\}. \quad (15)$$

Доказательство свойства 1 выходит из принципа максимума.

Теорема 3. Пусть выполняется следующее предположение:

$$\max \left\{ |p_1|, |p_2|, \left| \frac{dp_1}{dt} \right|, \left| \frac{dp_2}{dt} \right| \right\} \leq \text{const},$$

$$\max \{ |\varphi(p_1)|, |\varphi(p_2)|, |\psi(p_1)|, |\psi(p_2)| \} \leq \text{const},$$

$p_0(x) \in L_2(D)$ . Тогда для разностного решения  $P_{i,k}$  задачи (13)–(14) справедливо соотношение

$$\begin{aligned} & \| \psi(P) \|_{L_2(\omega h), k=k_0} + \| \hat{P}_x \|_{L_2(\omega h \tau), x \varphi'(P) \psi'(P)} \leq \\ & \leq (V\bar{2} + 1) \left( \frac{1}{2} \| \psi(P_0) \|_{L_2(\omega h)} + \text{const} \right)^{\frac{1}{2}}. \end{aligned} \quad (16)$$

Доказательство: Уравнение (13) умножим скалярно на  $f_{i,k+1}$  и просуммируем по  $i, k$ :

$$\tau h \sum_{i,k} (\hat{f}, \psi_t(P)) = \tau h \sum_{i,k} (\hat{f}, \{x \varphi_x(\hat{P})\}_x), \quad (17)$$

где

$$f_{i,k+1} = \hat{f} = \psi(\hat{P}) + \frac{x_i - b}{b - a} \psi(p_1(\hat{t})) - \frac{x_i - a}{b - a} \psi(p_2(\hat{t})). \quad (18)$$

Применяя к правой части (17) первую формулу Грина [3] и используя равенство

$$a(a - b) = \frac{1}{2} [a^2 - b^2 + (a - b)^2],$$

легко докажем утверждение теоремы 3.

#### Сходимость метода сеток

Задачу (10)–(12) на узлах сетки  $\omega_{h\tau}$  аппроксимируем следующим образом:

$$Y_t = a_0(x, \bar{Y}_x) \bar{Y}_{x\bar{x}}, \quad (19)$$

$$Y_{i,0} = Y_0(ih), Y_x|_{i=0} = \psi(p_1(k\tau)), Y_x|_{i=n} = \psi(p_2(k\tau)), \quad (20)$$

где  $a_0(x, \bar{Y}_x) = x(\varphi_{\psi^{-1}}(\psi_{Y_x}^{-1}(Y_x^-)))$ , а  $Y_0(ih)$  определяется из уравнения

$$[Y_0]_x = \psi(p_0(ih)). \quad (21)$$

Очевидно, что при любых  $i, k$  справедливо равенство

$$\psi(\hat{p}) = \hat{Y}_{x\bar{x}}. \quad (22)$$

Пусть  $\lambda_{i,k}, \delta_{i,k}$  — погрешности аппроксимации производных  $\frac{\partial^2 y}{\partial x^2}, \frac{\partial y}{\partial t}$  разностями. Тогда (19) запишем в виде:

$$y_t + \delta_{i,k} = a_0(x, \hat{y}_x) (\hat{y}_{x\bar{x}} + \lambda_{i,k}). \quad (23)$$

Из этого равенства вычитаем (19) и для удобства через  $R_{i,k}$  обозначим разности  $(y - Y)_{i,k}$ . Тогда для  $R_{i,k}$  имеем:

$$R_t = a_0(x, u) \hat{R}_{x\bar{x}} + \hat{\eta}. \quad (24)$$

$$R_{i,0} = \eta_0 = 0(h) \text{ при } h \rightarrow 0, R_x|_{i=0} = 0, R_x|_{i=n} = 0, \quad (25)$$

где  $\hat{\eta} = a_0(x, u) \lambda_{i,k} - \delta_{i,k}$ .

Легко можно показать, что  $\hat{\eta} \rightarrow 0$  при  $\tau, h \rightarrow 0$ .

Свойство 2. Решение задачи (19)–(20) ограничено и неотрицательно

$$\max_{i,k} |R| \leq \text{const}. \quad (26)$$

Доказательство свойства 2 получается из принципа максимума (см. [3]).

Теорема 4. Если для любого  $\xi \in R^1$  выполняется соотношение

$$|(\bar{\eta}, \bar{\xi})| \leq K(a_0(x, u) \hat{\xi}, \hat{\xi})^{\frac{1}{2}} \eta_1, \quad (27)$$

$\eta_1 \rightarrow 0$  при  $\tau, h \rightarrow 0$ , то при любых  $\tau, h$  справедливо неравенство

$$\begin{aligned} & \max_t \| R_x \|_{L_2(\omega h), k=k_0} + \| a_0 \hat{R}_{x\bar{x}} \|_{L_2(\omega h \tau)} \leq \\ & \leq \text{const} \left( \| \bar{\eta} \|_{L_2(\omega h)} + K \| \eta_1 \|_{L_2(\omega h \tau)} \right)^{\frac{1}{2}}, \end{aligned}$$

где  $\bar{\eta}_0 = h \sum_1 \eta_{0i}$ .

Доказательство: Уравнение (24) умножим на  $\hat{R}_{x\bar{x}}$  и просуммируем по  $i, k$ . С учетом (27), после некоторых операций имеем:

$$\begin{aligned} & \max_t \frac{1}{2} \| R_x \|_{L_2(\omega h), k=k_0}^2 + \frac{1}{2} \| a_0 \hat{R}_{x\bar{x}} \|_{L_2(\omega h \tau)} \leq \\ & \leq \frac{1}{2} \| \hat{R}_x \|_{L_2(\omega h), k=0} + K \| \eta_1 \|_{L_2(\omega h \tau)} \equiv j(t). \end{aligned} \quad (29)$$

Из (29) следует два неравенства:

$$\begin{aligned} & \max_t \| R_x \|_{L_2(\omega h), k=k_0} \leq j^{\frac{1}{2}}(t), \\ & \| a_0 \hat{R}_{x\bar{x}} \|_{L_2(\omega h \tau)} \leq j^{\frac{1}{2}}(t). \end{aligned}$$

Отсюда получаем справедливость соотношения (28).

#### Пример расчета

В пределах настоящей публикации ограничимся примером решения некоторых модельных задач, которые не адекватны процессу фильтрации газа, но убедительно показывают преимущества полученного решения. Решение это описывает некоторые задачи телепередачи.

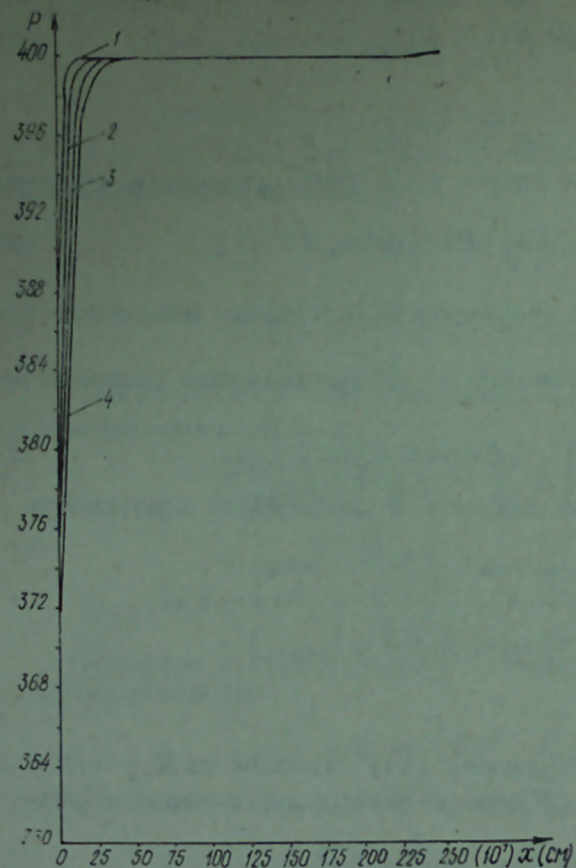


Рис. 1. Кривые распределения давления по  $x$  при фиксированных значениях времени  $t$  с учетом реальных свойств газа: 1—3; 2—15; 3—30; 4—45 суток

ты выполненные с различными временными шагами, дали удовлетворительную сходимость.

Приведенные на рис. 1 и 2 решения получены для случаев когда  $p_0 \neq 0$ ,  $p_c(t) \neq 0$  и  $p_k(t) \neq 0$ , т. е. уравнение (4) не вырождается. Представляет интерес исследовать данную задачу с нулевыми исходными условиями, которые обеспечивают вырождение (4).

На рис. 3 дается пример решения задачи о распределении температуры вдоль однородного изолированного стержня конечных размеров, на одном конце которого задана постоянная температура, а на другом конце поддерживается нулевая температура. Первоначально весь стержень имел также нулевую температуру, т. е.

$$p(x, 0) = 0, \quad p(0, t) = p_c = 1, \quad p(L, t) = p_k = 0.$$

Расчеты выполнялись на БЭСМ-6.

На рис. 1 показан пример решения задачи (4)—(6). Если принять, что  $p$  означает температуру, то показано распределение ее вдоль конечного изолированного стержня с заданными значениями температур на концах. Приведенный пример был получен с учетом зависимости теплоемкости и теплопроводности от температуры. При этом  $\frac{\partial \varphi(p)}{\partial p}$  есть теплопроводность среды, а  $\frac{\partial \psi(p)}{\partial p}$  — теплоемкость.

В работе было выполнено сравнение полученного решения с аналогичным без учета зависимости  $\varphi'(p)$  и  $\psi'(p)$  от температуры. Пример последнего решения приведен рис. 2. Из сравнения данных на рис. 1 и 2 видно, что условие теплопередачи сильно зависит от свойств проводящей среды.

Отметим, что было выполнено исследование на предмет оценки устойчивости решения. Расчеты, дали удовлетворительную сходимость.

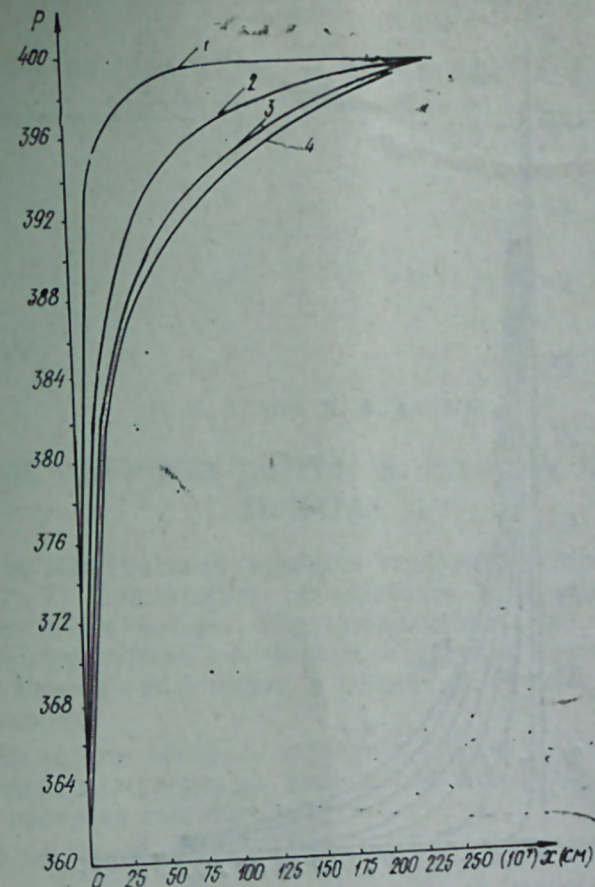


Рис. 2. Кривые распределения давления по  $x$  при фиксированных значениях времени  $t$  без учета реальных свойств газа: 1—3; 2—15; 3—30; 4—45 суток

#### Литература

1. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 396 стр.
2. Баренблатт Г. И. О некоторых неустановившихся движениях жидкости и газа в пористой среде. — ПММ, 1952, т. 16, №1, с. 67—78.
3. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1977. — 656 стр.
4. Олейник О. А., Калашников А. С., Чжоу-Юй-Линь. Задача Коши и краевые задачи для уравнения типа нестационарной фильтрации. — Изв. АН СССР. Серия мат. наук, 1956, 22, с. 667—704.
5. Баклановская В. Ф. Численное решение одномерной задачи для уравнений типа нестационарной фильтрации. — ЖВМиМФ. 1961, т. 1, № 3, с. 461—459.
6. Расулов М. А. Численный метод решения одного уравнения параболического типа с вырождением. — ДУ, 1982, т. 18 № 8, стр. 1418—1427.
7. Кружков Н. С. Квазилинейные параболические уравнения с двумя независимыми переменными. — Труды семинара им. И. Г. Петровского, 1979, вып. 5, с. 217—272.
8. Антонцев С. Н. О локализации решений нелинейных вырождающихся эллиптических и параболических уравнений. — ДАН СССР, 1981, т. 260, № 6 с. 1289—1293.

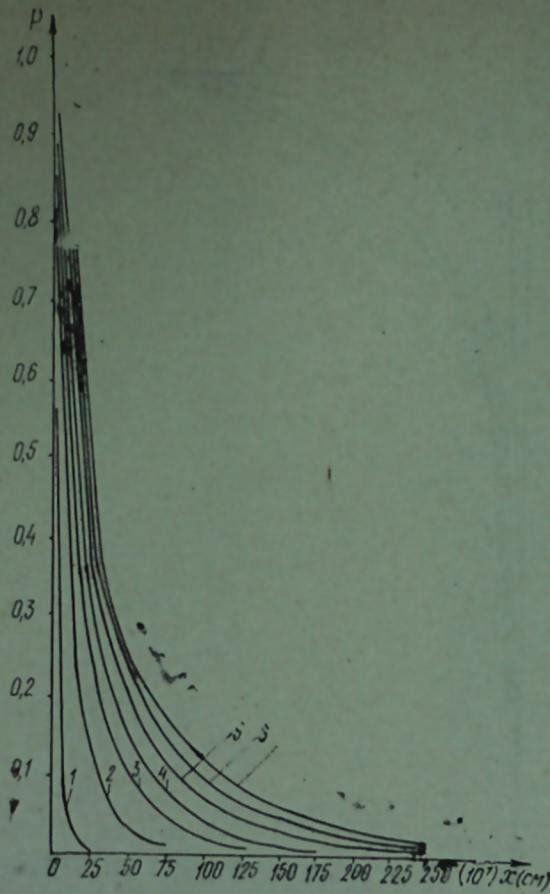


Рис. 3. Кривые распределения по  $x$  в случае, если начальное распределение возмущений равно 2—30; нулю: 1—3; 3—60; 4—90; 5—120; 6—150; 7—180 суток

М. Ә. Рәсулов, З. Ф. Оруҷәлијева, Х. А. Фејзуллајев

ЧЫРЛАШАН ПАРАБОЛИК ТИПЛИ ГЕЈРИ-ХƏТТИ ТƏНЛИЈИН ƏДƏДИ НƏЛЛИ

Мəгалədə шəбəkə үсулу илə реал газын гəрарлашмамыш сүзүлмəsi мəsələsi-нин нəллиндə мейдана чыхан чырлашан гејри-хəтти параболлик типли тənлик үчүн гојулмуш биринчи сəрһəd мəsəlэсинин нəллиндən бəһс олунур. Шəбəkə үсүлунун јығылмасы вə тəғриби нəллин бəзи хассэлэри дə арашдырылып.

Верилэн үсулу јохламагдан өтрү ики мүхтəлиф мəsələ нəллə олунмушдур.

M. A. Rasulov, Z. F. Orudjalieva, H. A. Feizullaev

THE NUMERICAL METHOD OF SOLVING OF NON-LINEAR EQUATION OF PARABOLIC TYPE WITH DEGENERATION

The article examines by means of pattern of well spacing the first edge problem for the degenerating non-linear equation of parabolic type, which is encountered in the theory of real gas filtration. The theory examines the agreement of methods and some properties of differential solving of the problem. Two examples are given for the illustration of the given method.

УДК 622. 276. 43

Н. Б. АГАЕВ, Х. Ф. АЗИЗОВ

К ДИНАМИКЕ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В МОЩНЫХ И СЛОИСТЫХ ПЛАСТАХ

Задача об интегральной величине тепловых потерь исследована в работах [1—7]. Существуют две наиболее употребительные формулы для тепловых потерь. Первая—полученная по точной схеме описания температурной обстановки в системе пласт-окружающие породы [1]. Вторая—полученная в работах [2, 4] по схеме сосредоточенной емкости.

В данной работе проведен сравнительный анализ тепловых потерь по двум схемам и исследована возможность использования тепловых потерь для прогрева соседних пластов.

Пусть в нефтяной пласт мощностью  $h$ , ограниченный плоскостями кровли и подошвы  $z = \frac{h}{2}$ , за единицу времени вводится количество

тепла  $q(t)$  (Дж/с) через цилиндрическую поверхность, образующая которой перпендикулярна к кровле и подошве пласта. Внутри пласта предполагается наличие подвижных или неподвижных источников тепла с объемной плотностью  $W(t)$  (Дж/м<sup>3</sup>с).

Температурное поле в пласте и окружающих породах в соответствии с „точной схемой“ [6] описывается следующей системой уравнений и условий:

$$\lambda_{Tx} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \lambda_{Ty} \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \lambda_{Tz} \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + W(t, x, y) - \text{div}(\rho_j c_j \vec{u} T) = \rho_T c_T \frac{\partial T}{\partial t}; \quad -\frac{h}{2} < z < \frac{h}{2} \quad (1)$$

$$\lambda_{\theta x} \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \lambda_{\theta y} \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + \lambda_{\theta z} \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} = \rho_\theta c_\theta \frac{\partial \theta}{\partial t}; \quad |z| > \frac{h}{2} \quad (2)$$

$$T = \theta = 0, \quad \text{при } t = 0; \quad (3)$$

$$T = \theta, \quad \lambda_{Tz} \frac{\partial T}{\partial z} = \lambda_{\theta z} \frac{\partial \theta}{\partial z}, \quad \text{при } |z| = \frac{h}{2}; \quad (4)$$

Таблица 1

$T^*(z, t) = \int_{-\infty}^{\infty} T(x, y, z, t) dx dy$		$\theta^*(z, t) = \int_{-\infty}^{\infty} \theta(x, y, z, t) dx dy$	
Точная схема		Точная схема	
Схема сосред. емкости		Схема сосред. емкости	
$t \leq t_0$	$t > t_0$	$t \leq t_0$	$t > t_0$
1		2	
$T_{TC}^*(z, t) = \frac{q_0}{\rho_T c_T} \left\{ t - \frac{z^2}{2a_T} (1-b) \sum_{n=0}^{\infty} b^n \times \left[ F\left(\frac{(2n+1)h-2z}{2a_T}, t\right) + F\left(\frac{(2n+1)h+2z}{2a_T}, t\right) \right] \right\}$		$\theta_{TC}^*(z, t) = \frac{q_0}{2\rho_T c_T} (1+b) \sum_{n=0}^{\infty} b^n \times \left[ F\left(\frac{2z-h}{2a_\theta}, t\right) - \frac{nh}{a_T}, t - F\left(\frac{2z-h}{2a_\theta} + \frac{(n+1)h}{a_T}, t\right) \right]$	
$T_{TCC}^*(z, t) = T_{TC}^*(z, t - t_0)$		$\theta_{TCC}^*(z, t) = \theta_{TC}^*(z, t - t_0)$	
$T_{CCE}^*(t) = \frac{q_0}{\rho_T c_T h R^2} \varphi(R^2 t)$		$\theta_{CCE}^*(z, t) = \frac{q_0}{\rho_T c_T R^2} L\left(\frac{2z-h}{2a_\theta}, t\right)$	
$T_{CCE}^*(t) - T_{CCE}^*(t - t_0)$		$\theta_{CCE}^*(z, t) - \theta_{CCE}^*(z, t - t_0)$	

Таблица 2

$Q_1(t) = 2\rho_T c_T \int_0^{h/2} T^*(z, t) dz$		$Q_2(t) = 2\rho_\theta c_\theta \int_{h/2}^{\infty} \theta^*(z, t) dz$	
Точная схема		Точная схема	
Схема сосред. емкости		Схема сосред. емкости	
$t \leq t_0$	$t > t_0$	$t \leq t_0$	$t > t_0$
3		4	
$Q_{1TC}(t) = q_0 h t \left[ 1 - (1-b) \Psi_1\left(\frac{a_T^2 t}{h^2}\right) \right]$		$Q_{2TC}(t) = q_0 h t (1-b) \Psi_1\left(\frac{a_T^2 t}{h^2}\right)$	
$Q_{1TC}(t) - Q_{1TC}(t - t_0)$		$Q_{2TC}(t) - Q_{2TC}(t - t_0)$	
$Q_{1CCE}(t) = \frac{q_0 h}{R^2} \varphi(R^2 t)$		$Q_{2CCE}(t) = \frac{1}{R^2 t} \varphi(R^2 t)$	
$Q_{1CCE}(t) - Q_{1CCE}(t - t_0)$		$Q_{2CCE}(t) - Q_{2CCE}(t - t_0)$	

## Вводя обозначения

$$\begin{Bmatrix} T^* \\ \theta^* \\ W^* \end{Bmatrix} = \int_{-\infty}^{\infty} \begin{Bmatrix} T \\ \theta \\ W \end{Bmatrix} dx dy; \quad (5)$$

из уравнений (1) и (2) получим:

$$\lambda_{Tz} \frac{\partial^2 T^*}{\partial z^2} + q^*(t) = \rho_T c_T \frac{\partial T^*}{\partial t}; \quad (6)$$

$$\lambda_{\theta z} \frac{\partial^2 \theta^*}{\partial z^2} = \rho_\theta c_\theta \frac{\partial \theta^*}{\partial t}, \quad (7)$$

где  $q^*(t) = \frac{q(t)}{h} + W^*(t)$  — общее количество генерируемого в пласте тепла за единицу времени и на единицу мощности пласта (Дж/мс). Начально-краевые условия для преобразованных величин  $T^*$  и  $\theta^*$  остаются такими же, как и для  $T$  и  $\theta$ .

По схеме сосредоточенной емкости вместо уравнений (6) и (7) имеем следующие уравнения:

$$\rho_T c_T \frac{\partial T^*}{\partial t} = \frac{2\lambda_{\theta z}}{h} \cdot \frac{\partial \theta^*}{\partial z} \Big|_{z=h/2} + q^*(t), \quad -\frac{h}{2} < z < \frac{h}{2}; \quad (8)$$

$$\rho_\theta c_\theta \frac{\partial \theta^*}{\partial t} = \lambda_{\theta z} \frac{\partial^2 \theta^*}{\partial z^2}; \quad |z| > \frac{h}{2}; \quad (9)$$

Начально-краевые условия в этом случае имеют вид:

$$T^*(t=0) = \theta^*(t=0) = 0; \quad T^*\left(z = \pm \frac{h}{2}\right) = \theta^*\left(z = \pm \frac{h}{2}\right), \quad (10)$$

В случае создания в пласте тепловой оторочки

$$q^*(t) = q_0 [\sigma(t) - \sigma(t - t_0)]; \quad (11)$$

Решение уравнений (6), (7) и (8), (9) — когда  $q^*(t)$  имеет вид (11), приводятся в табл. 1.

По найденным функциям  $T^*(z, t)$  и  $\theta^*(z, t)$  вычислены величины сохраняемого в пласте и уходящего из него к моменту  $t$  тепла, соответственно по формулам:

$$Q_1(t) = 2\rho_T c_T \int_0^{h/2} T^*(z, t) dz; \quad Q_2(t) = 2\rho_\theta c_\theta \int_{h/2}^{\infty} \theta^*(z, t) dz. \quad (12)$$

Выражения  $Q_1(t)$  и  $Q_2(t)$  приводятся в табл. 2.

Рассмотрим пласт, состоящий из хорошо проницаемого центрального слоя и двух плохо проницаемых прослоев, расположенных симметрично относительно центрального слоя (рис. 1). Теплофизические свойства плохо проницаемых прослоев и окружающих пород считаются одинаковыми.

Пусть в центральный слой пласта в течение времени  $t_0$  вводится (независимо от способа воздействия) некоторое количество тепла с постоянным темпом  $q_0 h$ . Требуется вычислить количество тепла, поступающего к моменту  $t$  плохо проницаемыми прослоями. Обозначим величину этого тепла через  $Q_{26}(t)$ . При сделанном выше предполо-

жении о равенстве теплофизических параметров прослоев и окружающей среды величина  $Q_{2\delta}(t)$  вычисляется по формуле:

$$Q_{2\delta}(t) = 2\rho_0 c_0 \int_{h/2+H}^{h/2+H+\bar{\delta}} \theta^*(z, t) dz \quad (13)$$

Выражение  $Q_{2\delta}(t)$  имеет следующий вид:

а) по точной схеме:

$$Q_{2\delta}(t) = q_0 \cdot h \cdot t(1-b) \times \{N(\varepsilon \bar{H}, \tau) - N(\varepsilon \bar{H} + \varepsilon \bar{\delta}, \tau) + (b-1) \sum_{n=1}^{\infty} b^{n-1} \times \quad (14)$$

$$\times [N(\varepsilon \bar{H} + n, \tau) - N(\varepsilon \bar{H} + \varepsilon \bar{\delta} + n, \tau)], t < t_0$$

$$Q_{2\delta}(t, t > t_0) = Q_{2\delta}(t) - Q_{2\delta}(t - t_0); \quad (15)$$

б) по схеме сосредоточенной емкости:

$$Q_{2\delta}(t) = q_0 h t [M(\varepsilon \bar{H}, \tau) - M(\varepsilon \bar{H} + \varepsilon \bar{\delta}, \tau)], t \leq t_0; \quad (16)$$

$$Q_{2\delta}(t, t > t_0) = Q_{2\delta}(t) - Q_{2\delta}(t - t_0). \quad (17)$$

Эффективность теплового воздействия на пласт определяется количеством сохраняемого в пласте к моменту  $t$  тепла, выраженного в долях от общего количества вводимого в пласт тепла—коэффициентом теплоиспользования:

$$\eta = \frac{Q_2(t)}{Q_{\text{общ}}(t)}, \quad \text{где } Q_{\text{общ}} = \begin{cases} q_0 h t & t \leq t_0 \\ q_0 h t_0 & t > t_0 \end{cases} \quad (18)$$

Коэффициент тепловых потерь определяется в виде:

$$\beta = \frac{Q_2(t)}{Q_{\text{общ}}(t)} = 1 - \eta. \quad (19)$$

Для количественной оценки той части тепловых потерь из основного пласта, которая может привести к прогреву соседних неохваченных заводнением прослоев, введем величину:

$$\alpha = \frac{Q_{2\delta}(t)}{Q_{\text{общ}}(t)} \quad (20)$$

и назовем ее коэффициентом использования тепловых потерь (КИТП).

Составлена программа для расчета величин  $\beta$  и  $\alpha$  на БЭСМ-6 ЭВМ, по которой вычислены указанные величины в зависимости от характерных безразмерных параметров по схемам как точной (ТС), так и

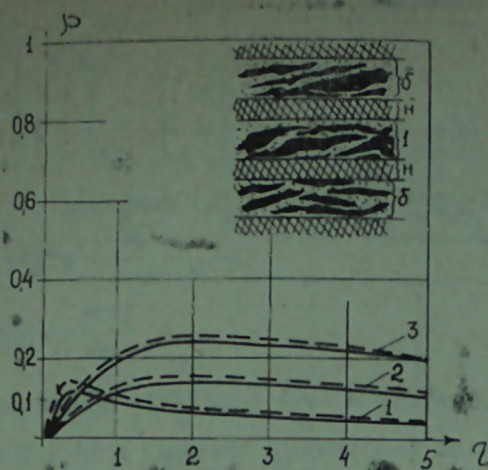


Рис. 1.  $\tau = 0,36 \rightarrow t = 1$  год: 1— $H = 1; \bar{\delta} = 0,5; \beta = -0,5; \alpha = 36; \varepsilon = 0,3333; \tau_0 = 0,18;$  2— $\bar{H} = 1; \bar{\delta} = 0,5; \beta = 0; \alpha = 4; \varepsilon = 1; \tau_0 = 0,36$  3— $\bar{H} = 1; \bar{\delta} = 1; \beta = 0; \alpha = 4; \varepsilon = 1; \tau_0 = 0,18$  (прямая линия—точная схема, пунктирная—схема сосредоточенной емкости)

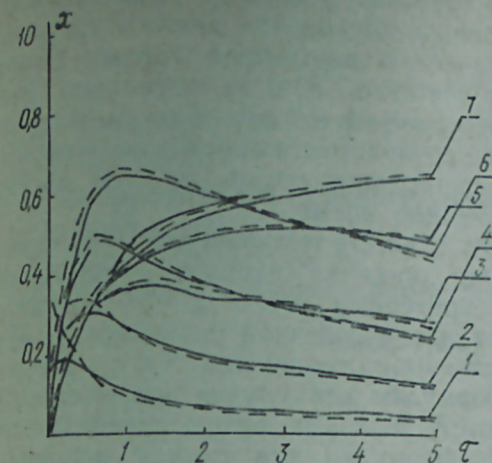


Рис. 2. 1— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 0,5; \beta = -0,5; \alpha = 36; \varepsilon = 0,3333; \tau_0 = 0,36;$  2— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 0,5; \beta = 0; \alpha = 4; \varepsilon = 1; \tau_0 = 0,54;$  3— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 0,5; \alpha = -0,4444; \varepsilon = 3; \tau_0 = 0,36;$  4— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 1; \beta = 0; \alpha = 4; \varepsilon = 1; \tau_0 = 0,36;$  5— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 1; \beta = 0,5; \alpha = 0,4444; \varepsilon = 3; \tau_0 = 0,36;$  6— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 2; \beta = 0; \alpha = 4; \varepsilon = 1; \tau_0 = 0,36;$  7— $\bar{H} = 0; \bar{\delta} = 2; \beta = 0,5; \alpha = 0,4444; \varepsilon = 3; \tau_0 = 0,36$  (прямая линия—точная схема, пунктирная—схема сосредоточенной емкости)

потерь по двум схемам ТС и ССЕ не превышает десятой доли потерь по точной схеме.

3. Численное значение тепловых потерь составляет существенную часть общего количества вводимого в пласт тепла и в зависи-

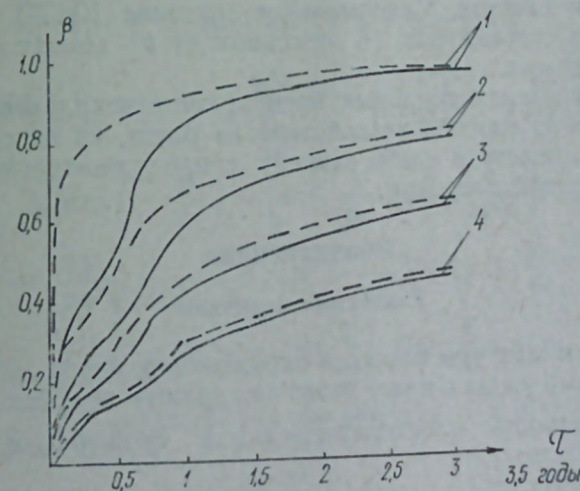


Рис. 3.  $\tau_0 = 0,18; 1-b = 0,8; 2-b = -0,2; 3-b = 0,2; 4-b = 0,5; t = 1$  год  $\rightarrow \tau = 0,36$  (прямая линия—точная схема, пунктирная—схема сосредоточенной емкости)

сосредоточенной емкости (ССЕ). Некоторые результаты расчетов приводятся на рис. 1—3.

На основе проводимых расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Динамику изменения тепловых потерь в случае создания в пласте тепловой оторочки характеризуют три безразмерных критерия: 1) критерий Фурье; 2) критерий  $\tau_0$ —безразмерное время создания в пласте тепловой оторочки; 3) критерий  $b$ —отношение теплофизических параметров окружающих пород и пласта.

2. Тепловые потери, вычисленные по схемам точной и сосредоточенной емкости, существенно отличаются при малых значениях критерия Фурье и отрицательных значениях критерия  $b$ ; при значениях критерия Фурье  $\tau > 0,5$  и  $0 < b < 1$  разность тепловых

мости от критерия  $b$  меняется в пределах  $0 < \beta < 1$ . Максимальное значение  $\beta = 1$  достигается по истечении бесконечно долгого времени; для реальных значений теплофизических параметров горных пород значение тепловых потерь может достигать 80% за несколько лет. Два предельных значения критерия  $b = -1$  и  $b = +1$  соответствуют случаям бесконечно большой малой проводимости окружающих пород; при  $b = -1$  максимальное значение тепловых потерь по ССЕ достигается мгновенно, а по ТС—за конечное время.

4. Продолжительность создания в пласте тепловой оторочки (критерий  $\tau_0$ ) незначительно влияет на динамику изменения тепловых потерь; два предельных значения критерия  $\tau_0 = 0$  и  $\tau_0 = \infty$  соответствуют мгновенному вводу в пласт тепла конечной величины и непрерывному вводу тепла при постоянном темпе; при  $\tau < \tau_0$  расчет тепловых потерь проводится по формулам для случая непрерывного ввода тепла в пласт; при  $\tau > \tau_0$  расчеты тепловых потерь с небольшой погрешностью можно проводить по формулам для случая мгновенного ввода тепла в пласт.

5. Коэффициент использования тепловых потерь (КИТП) для мощных пластов может достигать значительной величины (более 60% от общего количества тепла) в зависимости от отношения не подвергшейся тепловому воздействию части мощности пласта к подвергшейся воздействию части. Потери тепла из основного пласта практически сосредоточиваются в симметричной относительно срединной плоскости пласта области  $\frac{h}{2} < |z| < 2h$  толщиной в  $4h$ . В отличие от коэффициента тепловых потерь КИТП величина не монотонная; сначала, с увеличением времени, она растет и, достигнув своего максимального значения, начинает уменьшаться.

6. В многослойных пластах КИТП существенно зависит от удаленности соседних пластов от основного (подвергшегося тепловому воздействию) пласта, их суммарной мощности и теплофизических характеристик пластов. Максимальное значение КИТП в зависимости от указанных параметров (в основном от  $b$ ) может достигаться в различные времена.

7. Коэффициенты тепловых потерь, теплоиспользования и КИТП не зависят ни от способа воздействия на пласт, ни от скорости переноса тепла по пласту и слабо зависят от продолжительности создания в пласте тепловой оторочки.

### Обозначения

#### Размерные величины

$T, \theta$ —температуры пласта и окружающих пород, соответственно;  
 $q_0$ —темп ввода в пласт тепла на единицу его мощности, Дж/мс;  
 $u$ —скорость плоскопараллельной фильтрации жидкости в пласте;  
 $t$ —время, с;  
 $t_0$ —время создания в пласте тепловой оторочки, с;  
 $\rho_{ж} c_{ж}, \rho_s c_s$ —объемные теплоемкости жидкости и твердого скелета пласта, Дж/м<sup>3</sup> °С;

$$\rho_T c_T = m \rho_{ж} c_{ж} + (1 - m) \rho_s c_s \quad (\text{Дж/м}^3 \text{с})'$$

$$R = \frac{2\lambda_{\theta z}}{\rho_T c_T a_0 h} (c^{-1/2})$$

$\lambda_T, \lambda_\theta$ —коэффициенты теплопроводности пласта и окружающих пород Дж/°С·М;

$a_T^2, a_\theta^2$ —коэффициенты температуропроводности пласта и окружающих пород, м<sup>2</sup>/с;

$h$ —мощность пласта, м;

$\delta$ —мощность соседнего продуктивного слоя, м;

#### Безразмерные величины:

$$\tau = \frac{a_T^2 t}{h^2}; \quad \tau_0 = \frac{a_T^2 t_0}{h^2}; \quad \bar{\delta} = \frac{\delta}{h}; \quad \varepsilon = \frac{a_T}{a_\theta}; \quad \alpha = \frac{R^2 h^2}{a_T^2};$$

$$b = \frac{1 - \sqrt{\frac{\lambda_{\theta z} \rho_\theta c_\theta}{\lambda_{Tz} \rho_T c_T}}}{1 + \sqrt{\frac{\lambda_{\theta z} \rho_\theta c_\theta}{\lambda_{Tz} \rho_T c_T}}};$$

#### Математические функции

$$1. F(x, t) = \left(t + \frac{x^2}{2}\right) \operatorname{erfc} \frac{x}{2\sqrt{t}} + \frac{x\sqrt{t}}{\sqrt{\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{4t}\right);$$

$$2. \varphi(x) = \exp(x) \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{x} + \frac{2\sqrt{x}}{\sqrt{\pi}} - 1;$$

$$3. L(x, t) = \frac{2R\sqrt{t}}{\sqrt{\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{4t}\right) - (1 - Rx) \operatorname{erfc} \frac{x}{2\sqrt{t}} + \exp(R^2 t - Rx) \cdot \operatorname{erfc}\left(R\sqrt{t} + \frac{x}{2\sqrt{t}}\right);$$

$$4. \Psi_1(x) = \frac{4\sqrt{x}}{3\sqrt{\pi}} + (b - 1) \sum_{n=1}^{\infty} b^{n-1} \cdot \left[\frac{4\sqrt{x}}{3\sqrt{\pi}} + \frac{n^2}{3\sqrt{\pi x}}\right] \times \exp\left(-\frac{n^2}{4x}\right) - \left(n + \frac{n^3}{6x}\right) \operatorname{erfc} \frac{n}{2\sqrt{x}};$$

$$5. N(y, \tau) = \left[\frac{4\sqrt{\tau}}{3\sqrt{\pi}} + \frac{y^2}{3\sqrt{\pi\tau}}\right] \exp\left(-\frac{y^2}{4\tau}\right) + \left(y + \frac{y^3}{6\tau}\right) \operatorname{erfc} \frac{y}{2\sqrt{\tau}};$$

$$6. M(y, \tau) = \left[1 + \frac{y^2}{2\tau} + \frac{y}{\sqrt{\alpha\tau}} + \frac{1}{\alpha\tau}\right] \operatorname{erfc} \frac{y}{2\sqrt{\tau}} - \left(\frac{y}{\sqrt{\pi\tau}} + \frac{2}{\sqrt{\pi\alpha\tau}}\right) \exp\left(-\frac{y^2}{4\tau}\right) - \frac{1}{\alpha\tau} \exp(\alpha\tau + \sqrt{\alpha}y) \times \operatorname{erfc}\left(\sqrt{\alpha\tau} + \frac{y}{2\sqrt{\tau}}\right);$$

$$7. \operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{\infty} \exp(-t^2) dt.$$

## Литература

1. Рубинштейн Л. И. Об интегральной величине тепловых потерь при нагревании горячей жидкости в пласт.—Нефть и газ, 1959, № 9, 41—48.
2. Spullete A. G. Heat transfer during hot fluid injection into an oil reservoir.—J. of Petrol Technology, 1965, vol. 4, № 4, p. 13—17.
3. Антемиров М. Я. К вопросу об интегральной величине тепловых потерь при тепловой инжекции в пласт.—Нефть и газ, 1965, № 11, 45—48.
4. Ramey H. J. A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection.—J. conges modí du Petrol. Mexico, 1967, 471—476.
5. Prats M. The heat efficiency of thermal recovery process.—J. of Petrol Technology, 1969, 21, № 3, p. 323—330.
6. Рубинштейн Л. И. Температурные поля в нефтяных пластах.—М.: Недра, 1972.
7. Раковский Н. Л., Цыпкина О. Э. Температурное поле и тепловые потери свойства неоднородного пласта при нагревании теплоносителя.—Изв. АН СССР. МЖГ, 1973, № 2, 174—180.

Н. Б. Агаев, Х. Ф. Эзизов

### ГАТЛЫ ЛАЈЛАРДА ИСТИЛИК ИТКИСИНДИН ДИНАМИКАСЫ

Мәгаләдә галын вә гатлы лајларда онларын истилик тәсиринә мәрүз галан һиссәсиндә истилик иткисинин динамикасы вә бу иткисин һесабына гоншу лајларын гыздырмасы мәсәләсинин тәдгигиндән бәһс олуур.

N. B. Agaev, H. F. Azizov

### THE DYNAMICS OF HEAT LOSSES IN THE THICKENED AND FLAKED RESERVOIRS

The article deals with the dynamics of heat losses changes in the thickened reservoirs, when its central part is subjected to the heat influence and the warming up of the neighbouring reservoirs layers which are not taken by waterflooding.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1984, № 4

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1984, № 4

УДК 622. 276. 1/. 4 : 55

И. А. МЛХАСЯН, О. В. МАКАГОНОВА

### ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ НА ХАРАКТЕР ПРОДВИЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ

В условиях режима разработки залежей, основным энергетическим фактором которых является напор контурных вод, процесс нефтеизвлечения находит свое отражение в виде характера перемещения водонефтяного контакта и обводнения эксплуатационных скважин. Поэтому исследование процесса обводнения залежей, выявление и изучение факторов, влияющих на характер обводнения в различных условиях разработки, является также исследованием нефтеотдачи.

Одним из главных факторов, определяющих характер обводнения пластов, является их неоднородность по мощности и по простиранию. Неоднородность пласта по мощности вызывает послойное вытеснение нефти и обводнение пласта, зональная неоднородность пласта и его линзовидность приводят к неравномерному обводнению пласта по площади.

Изменение характера продвижения ВНК в связи с неоднородностью было рассмотрено на примере залежей, приуроченных к антиклинальным структурам месторождений Бибиэйбат, Сураханы и Романы.

Для изучения характера перемещения ВНК на этих площадях был проведен анализ обводнения эксплуатационных скважин. Были построены карты изохрон по скважинам со 100 %-ным обводнением и по ним определены положения ВНК в различные периоды разработки (5, 10 и 15 лет). Площади, заключенные между смежными контурами, характеризуют величину обводнения залежей за соответствующий период времени.

Для исследуемых залежей положение первоначального контура нефтеносности достаточно четко определялось по каротажным диаграммам и по данным опробования приконтурных скважин.

В процессе разработки происходило сокращение площади нефтеносности за счет внедрения контурных вод с различной степенью интенсивности.

На старой площади XV пласта и свиты XV пласта месторождения Бибиэйбат почти по всем объектам водонефтяной контакт за годы разработки значительно продвинулся, что может быть объяснено более высокой фильтрационной способностью внутриконтурной и законтурной частей залежи.

Другая картина наблюдается по залежам Бухты Ильича, фильтрационная характеристика которых значительно хуже, что привело к неравномерному процессу обводнения со сложной конфигурацией контура нефтеносности.

В качестве основных параметров, определяющих комплексную неоднородность пласта, изучались проницаемость пласта, песчанистость, расчлененность, цементация и вязкость пластовой нефти (табл. 1).

Таблица 1

Эксплуатационные объекты		Расчлененность	Песчанистость, %	Проницаемость, мд	Цемент. матер., %	Вязкость нефти, сПз	
Б. бибэйбат	Старая площадь	Ψ — ℘	4,2	61,3	2,6335	23,2	2,1
		γ — δ	3,7	58,9	2,6335	42,3	4,6
		β — α	3,8	59,5	2,2553	27,3	2,6
		a	2,3	68,9	2,4314	34,3	1,8
		b	1,9	71,0	2,4150	27,3	1,9
		c	3,7	62,6	2,4330	36,7	2,8
		d	3,7	62,6	2,4330	36,7	2,8
Бухта Ильича	Бухта Ильича	Ψ — ℘	4,8	57,9	2,6628	32,3	1,9
		γ — δ	4,0	57,6	2,5633	39,2	2,8
		β — α	4,7	54,7	2,1761	40,0	3,8
		a	2,4	74,3	2,7168	24,1	1,6
		b	2,2	78,7	2,2330	28,0	1,6
		c	4,5	66,6	2,6330	36,7	4,4
		d	4,5	66,6	2,6330	36,7	4,4
Сураханы	Сураханы	НКП <sub>1</sub> центр	2,3	76,4	2,7135	22,7	2,0
		ПК <sub>1</sub>	4,5	44,8	2,3997	28,3	2,7
		ПК <sub>2</sub>	5,4	48,1	2,3463	32,9	2,4
Раманы	Раманы	ПК верхи вост. поле	3,4	64,5	2,4624	30,3	2,5

Анализ показал, что на характер продвижения ВНК в процессе разработки наряду со средними значениями их параметров значительное влияние оказывает вариация значений вокруг их средней. Как видно из табл. 2, где наряду со средними значениями расчлененности и песчанистости даны их статистические характеристики ( $\sigma^2$ ;  $\frac{\sigma}{x} \cdot 100\%$ ), залежи, характеризующиеся одинаковыми средними значениями песчанистости и расчлененности, резко отличаются по их площадному рассеянию (особенно это заметно по расчлененности).

Так например, залежи верхов XV пласта (Ψ℘) на Старой площади и в Бухте Ильича, имеющие близкие по расчлененности значения ( $\bar{x} = 4,2-4,8$ ), резко отличаются по степени рассеяния, вокруг средней ( $\sigma^2 = 0,5-1,3$ ). То же самое можно сказать и о характере рассеяния значений песчанистости по этим площадям. Характеризуясь одинаковыми средними значениями песчанистости ( $\bar{x} = 57,9-61,3$ ), залежи отличаются по степени рассеяния вокруг них ( $\sigma^2 = 30,7-44,7$ ).

При рассмотрении карт обводнения этих залежей четко бросается в глаза различие в конфигурации водонефтяных контактов.

Таблица 2

Эксплуатационные объекты		Среднее значение расчленен.	$\sigma^2$	$\frac{\sigma}{x} \cdot 100\%$	Среднее значение песчанист.	$\sigma^2$	$\frac{\sigma}{x} \cdot 100\%$	
Бибэйбат	Старая площадь	Ψ — ℘	4,2	0,5	16,8	61,3	30,7	9,0
		γ — δ	3,7	0,6	20,9	58,9	55,9	12,7
		β — α	3,8	0,5	18,6	59,5	55,3	12,5
		a	2,3	0,4	27,5	68,9	70,0	10,1
		b	1,9	0,2	23,5	71,0	51,0	10,1
		c	3,7	0,4	17,1	62,6	55,6	11,9
		d	3,7	0,4	17,1	62,6	55,6	11,9
Бухта Ильича	Бухта Ильича	Ψ — ℘	4,8	1,3	23,8	57,9	44,7	11,5
		γ — δ	4,0	1,1	26,2	57,6	31,6	9,8
		β — α	4,7	1,0	21,3	54,7	26,1	9,3
		a	2,4	0,4	26,4	74,3	92,3	12,9
		b	2,2	0,5	32,1	78,7	62,1	10,0
		c	4,5	1,2	24,3	66,6	68,8	12,5
		d	4,5	1,2	24,3	66,6	68,8	12,5
Сураханы	Сураханы	НКП <sub>1</sub> центр	2,3	0,1	13,7	76,4	39,3	8,2
		ПК <sub>1С</sub> —в поле	4,5	2,9	37,8	44,8	105,1	22,9
		ПК <sub>2С</sub> —в поле	2,7	2,0	52,4	48,1	144,9	25,0
Раманы	Раманы	ПК верхи вост. поле	3,4	0,9	27,9	64,5	109,0	16,2

Таким образом, различие в степени неоднородности пластов нашло свое отражение в характере обводнения залежей. Геологически однородные, с хорошей степенью фильтрации залежи обводняются равномерным мощным фронтом. В неоднородных залежах в первую очередь обводняются наиболее проницаемые зоны пласта. По ним происходит внедрение воды в глубь залежи, в то время как по слабопроницаемым происходит отставание или вообще неподвижность контакта, в результате чего ВНК приобретает сложную геометрическую форму.

И. А. Малхасян, О. В. Макагонова

#### ЛАЈЛАРЫН ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИЛИЈИНИН СУ-НЕФТ ТЭМАС ХЭТТИНИН ҺЭРЭКЭТ ХАРАКТЕРИНЭ ТЭ'СИРИ

Азербайжанын чохдан ишләнән Јатағлары тимсалында Јатағларын сулашма просесинә лајларын комплекс гејри-бирчинслилијинин тә'сири өјрәнлимшидир. Тәдгиг едилмәк үчүн статистик характеристика шәкилдә верилмиш әсас кеоложи-мә'дән мә'луматларындан истифадә олуимушдур.

I. A. Malkhasyan, O. V. Makagonova

#### INFLUENCE OF RESERVOIRS HETEROGENEITY ON THE CHARACTER OF WATER-OIL CONTACT MOVEMENT

The influence of complex reservoir heterogeneity on water encroachment of deposits is studied on Azerbaijan deposits exploited for a long time and taken as an example. The authors used the information on the basic geological field factors represented as their statistical characteristics for the analysis.

УДК 553.98 : 551.242.2 (262.81)

Ф. М. ГУСЕЙНОВ, О. А. МАРКАРОВА, Т. Н. САРАДЖЕВ

### ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ НКП СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ САНГАЧАЛЫ-МОРЕ—ДУВАННЫЙ-МОРЕ—О.БУЛЛА В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ НЕФТЕГАЗОСНОСТИ

Бакинский архипелаг—один из перспективных регионов западного борта Каспийской впадины. Здесь открыты нефтебазовые и газоконденсатные месторождения Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла, Булла-море, о. Гарасу, Аляты-море, из которых первые два в настоящее время разрабатываются, а последние находятся в промышленной разведке.

Первооткрывательница скв. 24 в присводовой части СВ крыла структуры Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла в 1963 г. при опробовании УП горизонта (свита „перерыва“) дала промышленный приток нефти.

В последующем на этом месторождении была установлена нефтеконденсатогазоносность УШ горизонта (НКП свита) и У горизонта балаханской свиты.

По содержанию УВ залежь УШ горизонта—газоконденсатная с нефтяной оторочкой, УП горизонта—газонефтяная, а У горизонта—нефтеконденсатная.

Опытная Эксплуатация УШ горизонта была начата в 1969 г. после опробования скв. 84 (площадь Дуваный—море), в которой был получен газ и конденсат.

В дальнейшем, при опробовании скважин были также получены фонтанные притоки газа и конденсата на площадях Дуваный-море (III, IV блоки) и о. Булла (V, VI блоки).

Все продуцирующие скважины расположены на с-в крыле структуры Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла. Получение нефти и газа в скв. 562 (IV блок) указало на наличие в VIII горизонте нефтяной оторочки. В последнее время нефтегазоносность VIII горизонта установлена и на месторождении Булла-море (скв. 56), что подтвердило высокую перспективность горизонта и на других площадях Бакинского архипелага.

Литологически VIII горизонт представлен тонким чередованием песков, алевроитов и глин. Истинная мощность его изменяется от 0 до 70 м. В западной части структуры Сангачалы-море—Дуваный-море | о. Булла выделяется зона отсутствия VIII горизонта (рис. 1),

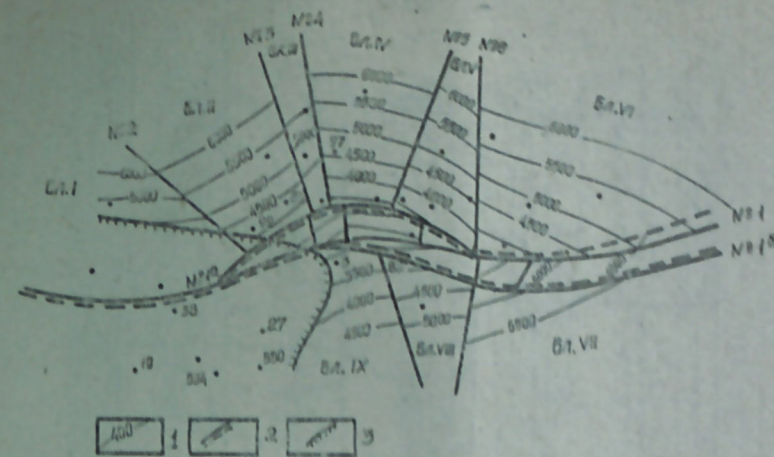


Рис. 1. Месторождение Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла. Структурная карта по кровле VIII горизонта ПТ. 1—изогипсы; 2—линии тектонических нарушений; 3—линия выклинивания VIII горизонта

от которой идет возрастание мощности в сторону погружения с.-в. крыла и ю.-в. периклинального окончания структуры. В том же направлении улучшаются литофациальные условия: увеличивается песчаность, уменьшается глинистость, в разрезе растет количество и мощность песчаных пропластков.

Анализ данных скважин на с.-в. и ю.-з. крыльях показал на заметное ухудшение литолого-фациального состава пород ю.-з. крыла по сравнению с с.-в. (скв. 563), площадь о. Булла).

Из сопоставления электрокаротажных диаграмм по линии скв. 19, 38, 99, 83, 97 (рис. 2) видно, что в разрезах скв. 19 и 38 (ю.-з. крыло, площадь Сангачалы-море) VIII горизонт не выделяется и отложения НКП свиты сокращенной мощности (120 м) со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих ПТ отложениях.

По скв. 19 произведенные микрофаунистические анализы шлама из интервала глубин 3696—3916 м и ниже показали на принадлежность пород к подстилающим ПТ отложениям (диатомовая свита). Таким образом, по кривым электрокаротажа и по данным микрофаунистического анализа есть основания предполагать, что на ю.-з. крыле в скв. 19 и 38 отсутствует комплекс отложений от НКП свиты (VIII горизонт) до КаС включительно. Далее, в том же направлении, уже на с.-в. крыле месторождения в разрезах скв. 99, 83 и 97 отложения нижнего отдела ПТ вскрыты почти на полную мощность и представлены всеми свитами.

Сопоставление электрокаротажных диаграмм скв. 534, 550, 27, 3, 82 (рис. 3), расположенных на ю.-з. крыле, показало, что в разрезе скв. 534, 550, 27 НКП свита (VIII горизонт) также не отбивается и под НКП свитой залегают мощная толща глин, которым на электрокаротажных диаграммах соответствуют монотонные кривые ПС и ρ к, со значениями последних, не превышающих 2—2,5 Омм.



скв. 82 вскрыт полный разрез нижнего отдела ПТ, причем VIII горизонт имеет нормальную мощность.

Необходимо отметить, что на площади Аляты-море, расположенной в 0,5 км от рассматриваемого месторождения, скважины в сводовой части и на восточной периклинале после вскрытия НКГ свиты вошли в подстилающие ПТ отложения, как это имеет место на ю.-з. крыле структуры Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла.

Выпадение из разреза отдельных скважин отложений нижнего отдела ПТ (за исключением НКГ свиты) объясняется особенностями осадконакопления и палеотектонического развития района.

Перспективы нефтегазоносности разрабатываемого VIII горизонта месторождения Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла, до настоящего времени остающегося здесь объектом поисково-разведочных работ, связаны с поиском залежей литолого-стратиграфического типа в районе его выклинивания, обусловленного, по-видимому, существованием древнего поднятия миоценового возраста на ю.-з. крыле структуры (площадь Сангачалы-море) и в районе поднятия Аляты-море.

Возможная нефсегазонасыщенность VII горизонта на ю.-з. крыле структуры Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла подтверждается получением продукции из V и VII горизонтов (о. Булла), хотя литолого-фациальный состав рассматриваемого горизонта здесь несколько хуже, чем на с.-в. крыле.

Ф. М. Гусейнов, О. А. Маркарова, Т. Н. Сарачев

#### САНКЭЧАЛ-ДЭНИЗ-ДУВАННЫ-ДЭНИЗ-БУЛЛА АДАСЫ ЈАТАҒЫНДА НЕФТ-ГАЗЛЫЛЫҒ ПЕРСПЕКТИВИ ИЛЭ ЭЛАҒЭДАР КҮГ ДЭСТЭСИНИН ЈАТЫМ ХҮСУСИЈЈЭТЛЭРИ

Электрокаротаж диаграмларынын мугајисәси вә ачылмыш јыгымын галынлығынын дәјишмә анализи тәсдиғ етмәјә әсас верир ки, кәсилиш боју бәзи гујуларда мәнсулдар гатын алт шәбәсинин (КҮГ-дән башға) дүшмәси Сәнкәчал-дәниз-Дуванны-дәниз-Булла адасы гырышыгынын чәнуб-гәрб ганадында вә Әләт-дәниз галымында гәдим галхымын мөвчуд олмасы илэ әләғәдардыр.

VIII горизонтун нефт-газлылыг перспективи гарышыгын чәнуб-гәрб ганадында литоложи-стратиграфик јыгымын ахтарышы илэ әләғәдардыр. Белә ки, рајонун палеотектоник инкишафы вә топланмыш јыгымын хусусијјәтләри бу нәтичәјә кәлмәјә лмкан верир.

F. M. Guseinov, O. A. Markarova, T. N. Saradjev

#### SPECIAL FEATURES OF BEDDING FORMATION НКП OF THE FIELDS SANGACHALY-SEA—DUVANNI-SEA—BULLA ISLAND IN CONNECTION WITH THE PERSPECTIVES OF OIL-GAS BEARING CAPACITY

The comparison of electrologging diagram of wells and of the energy change character of developed deposits gives basis to assert precipitation from sections of below deposits of the wells productive formation (except НКГ) which is associated with the existence of the ancient rise on the South-West structure formation (Sangachaly-sea) and in the region of Alyati-sea.

The perspectives of oil-gas bearing on the regional stage VIII are connected with the search of the lithology-stratigraphical thin bedded zone on the South-West structure formation Sangachaly-sea—Bulla island predicted by the deposit accumulation features on the paleotectonical development of the region.

УДК 622. 248. 33 : 532. 5

Э. С. ГУСЕЙНОВ, К. Э. РУСТАМОВ

#### ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ГАЗОНЕФТЕВОДПРОЯВЛЕНИИ

При бурении нефтяных и газовых залежей, находящихся на больших глубинах, возможность возникновения проявления из пласта из-за высоких пластовых давлений резко увеличивается. Среди всех видов осложнений газопроявление представляет особую опасность и может привести к выбросу или фонтанированию.

В отечественной буровой практике методы воздействия на интенсивность проявления, основанные на использовании гидродинамических закономерностей процесса, еще не получили распространения. При борьбе с проявлениями, уже на ранней стадии возникновения осложнения, необходимо учитывать взаимодействие между проявляющим пластом и скважиной, а также изменение плотности и вязкости смеси бурового раствора и пластового флюида, по мере поступления его в скважину с учетом нестационарности развития процесса проявления.

Существуют методы ограничения интенсивности газопроявления посредством гибкого регулирования устьевого давления при постоянном забойном [1, 2]. Не останавливаясь на детальном анализе достигнутых положительных результатов в теории и практике проблемы газонефтеводопроявления, необходимо отметить, что при конструировании модели проявления не учитывалась ранее динамика развития интенсивности поступления флюида в скважину в процессе непрерывного изменения параметров бурового раствора по мере перемещения его к устью.

Пусть на глубине  $l$  при вскрытии пористого коллектора имеет место приток пластового флюида в скважину диаметром  $2r_2$ . В кольцевом канале, образованном инструментом диаметром  $2r_1$  скважиной, двигается буровой раствор с расходом  $Q_1$ , вязкостью  $\mu_1$  и плотностью  $\rho_1$ . Поступающий из пласта флюид (пластовая жидкость или газ) совместно с буровым раствором, образуя смесь расходом  $Q_2$ , будет перемещаться вверх—к устью, вытесняя буровой раствор. Перемещающаяся линия контакта бурового раствора и смеси находится на расстоянии от зоны проявления.

1. Рассмотрим процесс нефтеводопроявления.

Предположив, что количество поступающей пластовой жидкости в скважину равно  $Q_3$ , для зоны проявления в силу условия неразрывности потока справедливо следующее соотношение:

$$Q_2 = Q_1 + Q_3 \quad (1)$$

Введем понятие объемного расхода водонефтеcодержания следующим образом:

$$\beta = \frac{Q_3}{Q_2} = \frac{Q_3}{Q_3 + Q_1} \quad (2)$$

Плотность и динамическую вязкость смеси запишем в виде:

$$\rho_2 = \beta \rho_3 + (1 - \beta) \rho_1 \quad (3)$$

$$\mu_2 = \beta \mu_3 + (1 - \beta) \mu_1 \quad (4)$$

Здесь  $\rho_3$  и  $\mu_3$  — соответственно плотность и вязкость пластового флюида.

Количество пластовой (проявляющейся) жидкости из пористого коллектора с давлением  $p_3$  определим по формуле Дюпюи:

$$Q_3 = \alpha \frac{\kappa h}{\mu_3} (p_3 - p_1) \quad (5)$$

Соответственно плотность и вязкость смеси могут быть выражены через расходы следующим образом:

$$\rho_2 = \frac{Q_3 \rho_3 + Q_1 \rho_1}{Q_1 + Q_3} \quad (6)$$

$$\mu_2 = \frac{Q_1 \mu_1 + Q_3 \mu_3}{Q_1 + Q_3} \quad (7)$$

Предполагая, что в области движения смеси (буровой раствор и пластовая жидкость), а также в области однофазного потока (буровой раствор) течение турбулентно (зона гладкостенных труб), т. е. коэффициент гидравлического сопротивления определяется числом Рейнольдса, давление в зоне проявления определится следующим образом:

$$p_1 = \lambda_2 \frac{\rho_2 Q_2^2 x}{4\pi^2 (r_2^2 - r_1^2)^2 (r_2 - r_1)} + \lambda_1 \frac{\rho_1 Q_2^2 (l - x)}{4\pi^2 (r_2^2 - r_1^2)^2 (r_2 - r_1)} + \rho_1 g (l - x) + \rho_2 g x \quad (8)$$

$$\lambda_{1,2} = \frac{0,3164}{\sqrt{Re_{1,2}}}; \quad Re_1 = \frac{2(r_2 - r_1) \rho_1 v_1}{\mu_1} = \frac{2\rho_1 Q_1}{\pi (r_2 - r_1) \mu_1};$$

$$Re_2 = \frac{2\rho_2 Q_2}{\pi (r_2 - r_1) \mu_2};$$

Выражение (8) можно записать следующим образом:

$$p_1 = \xi \rho_2 \frac{3}{4} Q_2^2 \frac{1}{\mu_2} x + \xi \rho_1 \frac{3}{4} Q_2^2 \frac{1}{\mu_1} (l - x) + \rho_1 g (l - x) + \rho_2 g x \quad (9)$$

$$\xi = 0,028 \frac{(r_2 + r_1)^{\frac{1}{4}}}{(r_2^2 - r_1^2)^2 (r_2 - r_1)} \quad (9)$$

С учетом (1, 6, 7) из (9) получим следующее трансцендентное уравнение для определения  $p_1$ :

$$p_1 = \xi \left[ \alpha \rho_3 \frac{\kappa h}{\mu_3} (p_3 - p_1) + Q_1 \rho_1 \right]^{\frac{3}{4}} \cdot \left[ Q_1 + \alpha \frac{\kappa h}{\mu_3} (p_3 - p_1) \right]^{\frac{3}{4}} \times \\ \times [Q_1 \mu_1 + \alpha \kappa h (p_3 - p_1)]^{\frac{1}{4}} x + \xi \rho_1 \left[ Q_1 + \alpha \frac{\kappa h}{\mu_3} (p_3 - p_1) \right]^{\frac{7}{4}} \times \\ \times \frac{1}{\mu_1^{\frac{1}{4}}} (l - x) + \rho_1 g (l - x) + \frac{\alpha \frac{\kappa h}{\mu_3} \rho_3 (p_3 - p_1) + Q_1 \rho_1}{Q_1 + \alpha \frac{\kappa h}{\mu_3} (p_3 - p_1)} \quad (10)$$

Решение данного уравнения аналитическими приемами не представляется возможным, поэтому для анализа его воспользуемся численным методом.

Определим закон перемещения линии контакта бурового раствора и смеси следующим образом: средняя по сечению кольцевого канала скорость движения смеси определится как:

$$v_2 = \frac{Q_2}{\pi (r_2^2 - r_1^2)}, \quad (11)$$

с другой стороны  $v_2 = \frac{dx}{dt}$ , отсюда с учетом (1,5) имеем следующее выражение для определения закона перемещения линии контакта:

$$t = \pi (r_2^2 - r_1^2) \mu_3 \int_0^x \frac{dx}{A - \alpha \kappa h p_1(x)} \quad (12)$$

$$A = \alpha \kappa h p_3 + Q_1 \mu_3$$

В момент времени

$$t = \pi (r_2^2 - r_1^2) \mu_3 \int_0^1 \frac{dx}{A - \alpha \kappa h p_1(x)} \quad (13)$$

из скважины будет выходить смесь бурового раствора и пластового флюида.

Полученные соотношения позволяют определить требуемые параметры бурового раствора и его расход с целью предотвращения выброса.

Рассмотрим численный пример.

На глубине  $l = 2600$  м при вскрытии пористого коллектора имеет место водопроявление в скважину диаметром  $d_2 = 0,216$  м, диаметр инструмента  $d_1 = 0,127$  м. Расход бурового раствора  $Q_1 = 0,04$  м<sup>3</sup>/с, вязкость  $\mu_1 = (5; 10; 15) \cdot 10^{-3}$  Па·с, плотность  $\rho_1 = 1030; 1100$  кг/м<sup>3</sup>,

плотность воды  $\rho_3 = 10^{-3} \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $\mu_3 = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ . Проницаемость пористого коллектора  $k = 10^{-12} \text{ м}^2$ , толщина пласта  $h = 10 \text{ м}$ , давление в проницаемом пласте  $p_3 = 32\text{--}36 \text{ МПа}$

Результаты численных расчетов приведены на рис. 1, из которого видно, что при больших давлениях проявляющей среды и при поступлении в скважину пластовой жидкости, уменьшаются как плотность, так и вязкость бурового раствора, что приводит к снижению забойного давления. Забойное давление падает из-за уменьшения гидростатического и гидродинамического давлений.

Гидростатическое давление уменьшается в результате снижения плотности бурового раствора по мере увеличения количества поступающей из пласта в скважину пластовой жидкости, что влечет за собой также уменьшение вязкости, вызывающее снижение гидродинамического давления. При этом образуется смесь бурового раствора и пластовой жидкости, которая начнет двигаться к устью, увеличивая интенсивность поступления пластовой жидкости в скважину, и ускорит процесс перемещения линии контакта смеси и бурового раствора, т. е. сокращается время появления смеси на устье скважины.

С повышением вязкости бурового раствора увеличивается и вязкость смеси и величина гидродинамического давления, в результате

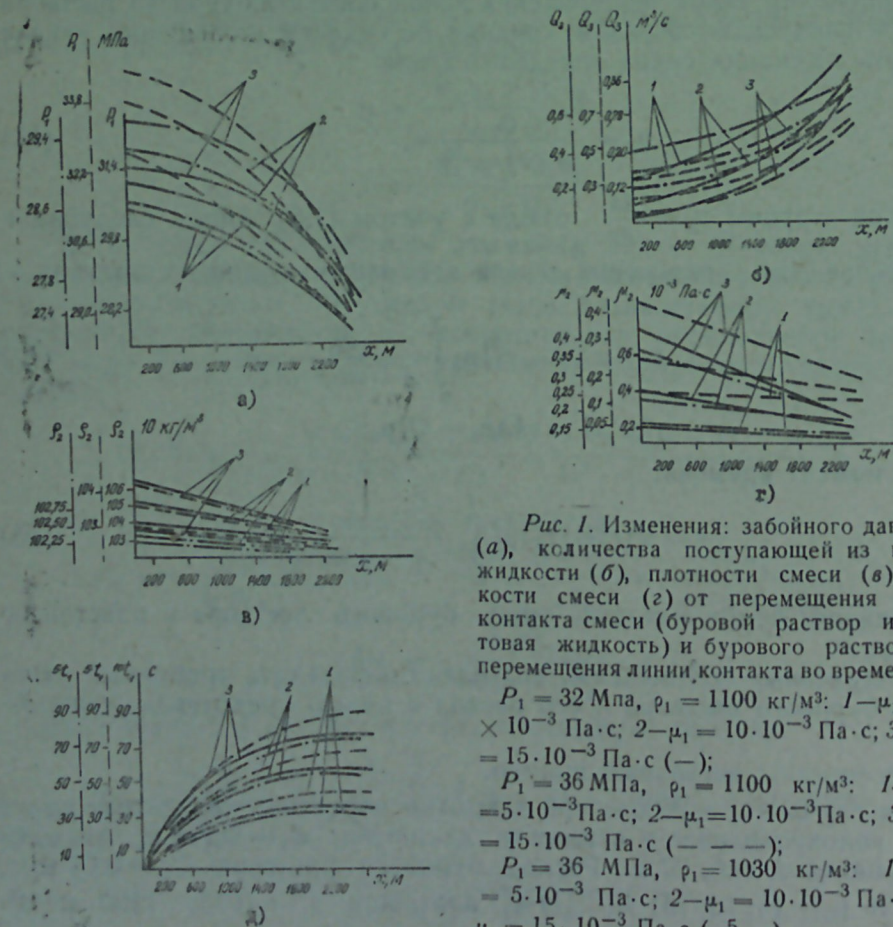


Рис. 1. Изменения: забойного давления (а), количества поступающей из пласта жидкости (б), плотности смеси (в), вязкости смеси (г) от перемещения линии контакта смеси (буровый раствор и пластовая жидкость) и бурового раствора и перемещения линии контакта во времени (д):

$P_1 = 32 \text{ МПа}$ ,  $\rho_1 = 1100 \text{ кг/м}^3$ : 1— $\mu_1 = 5 \times 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; 2— $\mu_1 = 10 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; 3— $\mu_1 = 15 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$  (—);  
 $P_1 = 36 \text{ МПа}$ ,  $\rho_1 = 1100 \text{ кг/м}^3$ : 1— $\mu_1 = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; 2— $\mu_1 = 10 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; 3— $\mu_1 = 15 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$  (— — —);  
 $P_1 = 36 \text{ МПа}$ ,  $\rho_1 = 1030 \text{ кг/м}^3$ : 1— $\mu_1 = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; 2— $\mu_1 = 10 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; 3— $\mu_1 = 15 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$  (- 5 - -)

чего уменьшается количество поступающей из пласта в скважину пластовой жидкости. Заметим, что при увеличении плотности бурового раствора, например, для рассматриваемого случая на 7% количество поступающей из пласта жидкости уменьшится на 65%, тогда как увеличение вязкости приводит к уменьшению поступления флюида на 30%.

Предложенные соотношения могут быть использованы для определения характеристик бурового раствора и расхода его с целью сокращения притока жидкости из пласта.

2. Рассмотрим процесс газопроявления.

Предполагается, что структура газожидкостной смеси носит эмульсионный характер, возникает также необходимость учета сжимаемости поступающего из пласта газа.

Количество поступающего газа в скважину из пористого коллектора и приведенного к нормальным условиям определяется как:

$$Q_{г0} = \frac{\pi}{\rho_0 \ln \frac{R_k}{r_2}} \cdot \frac{\kappa h}{\mu_3} \cdot (p_3^2 - p_1^2), \quad (14)$$

Здесь  $p_0$ —атмосферное давление;  $\mu_3$ —вязкость газа.

Расход газа, приведенный к условиям на забое скважины, будет

$$Q_3 = Q_{г0} \frac{p_0}{p_1} \cdot \frac{T_1}{T_0} z, \quad (15)$$

Здесь  $T_1$ —температура на забое скважины;  $z$ —коэффициент сжимаемости.

С учетом (14) уравнение (15) можно записать следующим образом:

$$Q_3 = \frac{\sigma}{p_1} (p_3^2 - p_1^2) \quad \sigma = \frac{\pi}{\ln \frac{R_k}{r_2}} \cdot \frac{\kappa h}{\mu_3} \cdot \frac{T_1 z}{T_0} \quad (16)$$

Расходное газосодержание можно определить следующим образом:

$$\beta = \frac{Q_3}{Q_1 + Q_3} = \frac{\sigma (p_3^2 - p_1^2)}{\sigma (p_3^2 - p_1^2) + Q_1 p_1} \quad (17)$$

Плотность газа, приведенная к условиям на забое скважины, запишется в виде:

$$\rho_3 = \sigma_2 p_1 \quad \sigma_2 = \rho_{г0} \frac{T_0}{T_1 p_0 z} \quad (18)$$

С учетом (17, 18) из (3, 4) имеем:

$$p_2 = \frac{\sigma_2 \sigma (p_3^2 - p_1^2) p_1 + Q_1 p_1 p_1}{\sigma (p_3^2 - p_1^2) + Q_1 p_1} \quad (19)$$

$$\mu_2 = \frac{\sigma (p_3^2 - p_1^2) \mu_3 + Q_1 p_1 \mu_1}{\sigma (p_3^2 - p_1^2) + Q_1 p_1} \quad (20)$$

Предполагается, что при наличии газопроявления имеет места достаточно развитое турбулентное течение, поэтому данная задача

рассматривается для квадратичного режима, т. е. коэффициент гидравлического сопротивления предполагается величиной постоянной, не зависящей от динамических и реологических характеристик бурового раствора. В этом случае для давления в зоне газопроявления имеем соотношение (8) при  $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$ .

С учетом (19), а также условия неразрывности потока в зоне газопроявления (1) соотношение (8) при  $\lambda = \text{const}$  может быть записано следующим образом:

$$p_1 = \xi \left[ Q_1 \rho_1 + \sigma_2 \sigma (p_3^2 - p_1^2) \frac{Q_1 p_1 + \sigma (p_3^2 - p_1^2)}{p_1} \right] + \xi \rho (l - x) \times$$

$$\times \frac{[Q_1 p_1 + \sigma (p_3^2 - p_1^2)]^2}{p_1^2} + \frac{Q_1 \rho_1 + \sigma_2 \sigma (p_3^2 - p_1^2)}{Q_1 p_1 + \sigma (p_3^2 - p_1^2)} p_1 g x + \rho_1 g (l - x) \quad (21)$$

$$\xi = \frac{\lambda}{4\pi^2 (r_2^2 - r_1^2) (r_2 - r_1)}$$

Из приведенного соотношения после ряда преобразований имеем следующее уравнение для определения давления в зоне газопроявления:

$$\sum_{i=0}^7 k_i p_i^{7-i} = 0 \quad (22)$$

$$k_i = a_i + b_i x$$

$$a_0 = -\sigma_2 \sigma^3 x; \quad b_0 = 0;$$

$$a_1 = -\xi \rho_1 l \sigma^3; \quad b_1 = (2Q_1 \sigma_2 + \rho_1 \sigma) \sigma^2;$$

$$a_2 = \sigma (1 - 3\xi \rho_1 l Q_1 \sigma); \quad b_2 = \xi \sigma_2 \sigma (Q_1^2 - 3\sigma^2 p_3^2) - 2\xi \rho_1 \sigma^2 Q_1;$$

$$a_3 = -Q_1 + \sigma^3 p_3^2 \xi \rho_1 l - 2Q_1^2 \sigma \xi \rho_1 l - \sigma l \rho_1 g;$$

$$b_3 = -2Q_1 \sigma (Q_1 \rho_1) + \sigma_2 \sigma p_3 \xi - 2\sigma^2 p_3 Q_1 \sigma_2 \xi +$$

$$+ 2Q_1^2 \sigma \xi p_1 - \sigma^3 p_3^2 \xi \rho_1 + \sigma \rho_1 g;$$

$$a_4 = \sigma p_3^2 - 4Q_1 \sigma^2 p_3^2 \xi \rho_1 l + \rho_1 g Q_1 + (Q_1^2 - 2\sigma^2 p_3^2) \rho_1 \xi p Q_1;$$

$$b_4 = -3\xi \sigma_2 p_3^4 + \xi \sigma_2 \sigma p_3^2 Q_1^2 + 4Q_1 \sigma^2 p_3^2 \xi \rho_1 + \sigma_2 \sigma p_3^2 g;$$

$$a_5 = 3\xi \rho_1 l \sigma p_3^2 Q_1^2 - 3\xi \rho_1 l \sigma^3 p_3^4 + \rho_1 g \sigma p_3^2 l;$$

$$b_5 = 2\xi \sigma^2 p_3^4 Q_1 \sigma_2 - \xi \rho_1 \sigma p_3^2 Q_1^2 + 3\xi \rho_1 \sigma^3 p_3^4 - \rho_1 g \sigma p_3^2;$$

$$a_6 = 3\sigma^2 p_3^4 Q_1 \xi \rho_1 l; \quad b_6 = \xi \sigma^3 \sigma_2 p_3^6 - 2\sigma^2 p_3^4 Q_1 \xi \rho_1;$$

$$a_7 = \xi \rho_1 l \sigma^3 p_3^6; \quad b_7 = -\xi \rho_1 \sigma^3 p_3^3.$$

Очевидно, что не всегда будет наблюдаться квадратичная зона течения, поэтому для практики представляет интерес зона гладкостенных труб. В этом случае для давления в зоне газопроявления будет справедливо соотношение (8), тогда с учетом (1, 19, 20) уравнение (8) запишется в виде:

$$p_1 = \xi x \frac{[\sigma (p_3^2 - p_1^2) \mu_3 + Q_1 p_1 \mu_1]^{\frac{1}{4}} \cdot [\sigma_2 \sigma (p_3^2 - p_1^2) p_1 + Q_1 p_1 \rho_1]^{\frac{3}{4}}}{\sigma (p_3^2 - p_1^2) + Q_1 p_1}$$

$$\left[ \frac{Q_1 p_1 + \sigma (p_3^2 - p_1^2)}{p_1} \right]^{\frac{7}{4}} + \xi \rho_1^{\frac{3}{4}} \left[ \frac{Q_1 p_1 - \sigma (p_3^2 - p_1^2)}{p_1} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot \frac{1}{p_1^{\frac{1}{4}}} (l - x) +$$

$$+ \rho_1 g (l - x) + \frac{\sigma_2 \sigma (p_3^2 - p_1^2) p_1 + Q_1 p_1 \rho_1}{\sigma (p_3^2 - p_1^2) + Q_1 p_1} \cdot g x \quad (23)$$

Уравнение (23) может быть решено относительно  $p_1$  численным методом. Закон перемещения линии контакта газожидкостной смеси и бурового раствора определится по аналогии с приведенной выше схемой, по формуле (12).

Рассмотрим численный пример.

На глубине  $l = 2600$  м при вскрытии пористого коллектора имело место газопроявление в скважину диаметром  $d_2 = 0,216$  м., диаметр инструмента  $d_1 = 0,127$  м, расход бурового раствора  $Q_1 = 0,04$  м<sup>3</sup>/с его вязкость  $\mu_1 = (5; 15) \cdot 10^{-3}$  Па·с, плотность  $\rho_1 = 1030; 1090$  кг/м<sup>3</sup>,

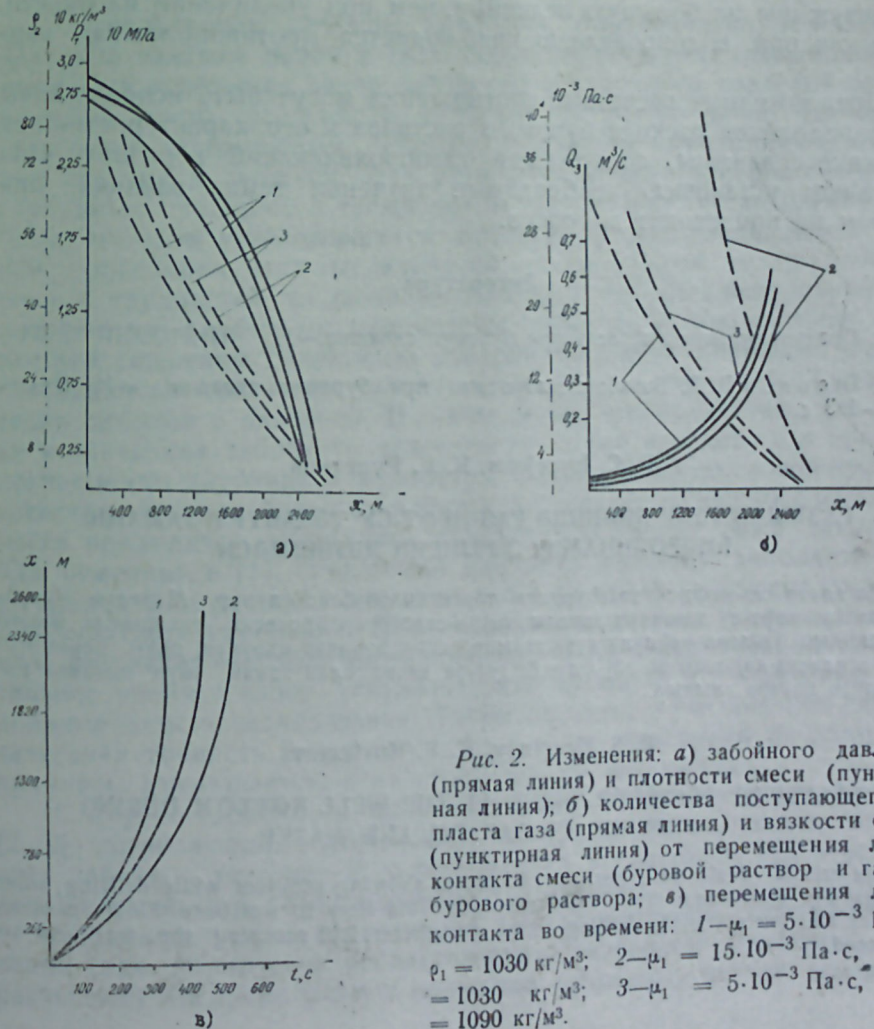


Рис. 2. Изменения: а) забойного давления (прямая линия) и плотности смеси (пунктирная линия); б) количества поступающего из пласта газа (прямая линия) и вязкости смеси (пунктирная линия) от перемещения линии контакта смеси (буровой раствор и газ) и бурового раствора; в) перемещения линии контакта во времени: 1— $\mu_1 = 5 \cdot 10^{-3}$  Па·с,  $\rho_1 = 1030$  кг/м<sup>3</sup>; 2— $\mu_1 = 15 \cdot 10^{-3}$  Па·с,  $\rho_1 = 1030$  кг/м<sup>3</sup>; 3— $\mu_1 = 5 \cdot 10^{-3}$  Па·с,  $\rho_1 = 1090$  кг/м<sup>3</sup>.

Проницаемость коллектора  $k = 10^{-12}$  м<sup>2</sup>, толщина проницаемого пласта  $h = 1$  м, радиус контура проявления  $R_k = 10$  м. Вязкость газа в пластовых условиях  $\mu_g = 2,1 \cdot 10^{-5}$  Па·с, температура на забое скважины  $T_1 = 363$  К, плотность газа в нормальных условиях  $\rho_f = 1$  кг/м<sup>3</sup>, пластовое давление  $p_3 = 29$  МПа.

Результаты расчетов приведены на рис. 2, из которого видно, что по мере поступления газа в скважину и перемещения к устью линии контакта образующейся смеси (буровой раствор и газ) наблюдается снижение плотности и вязкости бурового раствора.

Увеличение плотности бурового раствора оказывает влияние на изменение гидродинамического давления на ранней стадии развития процесса газопроявления, тогда как на поздней стадии ее влияние на изменения давления, вязкости и плотности смеси практически не наблюдается. Этим и объясняется пересечение кривых на рис. 2а.

При газопоявлении гидродинамические факторы преобладают над гидростатическими в силу больших массовых расходов смеси бурового раствора и газа в стволе скважины. Поэтому увеличение вязкости бурового раствора приводит к увеличению давления на забое скважины на большую величину, чем при увеличении плотности, тогда как при водопоявлении наблюдается противоположная картина.

Предложенные расчетные соотношения могут быть использованы для определения расхода бурового раствора и его характеристик при промывке скважины, содержащей газопроявляющий горизонт. Они позволяют установить необходимые значения темпа закачки, при котором не происходит выбросов.

#### Литература

1. Предупреждение выбросов при бурении скважин.—М: ВНИИОЭНГ. 1971—92 с.
2. Шевцов В. Д. Борьба с выбросами при бурении скважин. —М: Недра, 1977. —183 с.

Е. С. Һусејнов, К. Е. Рүстəмов

#### ГАЗЫЛАН ГУЈУ ДИБИНДƏ ГАЗ-НЕФТ-СУ ТƏЗАҺУРУ ЗАМАНЫ ГИДРОДИНАМИК ТƏЗЈИГИН ДƏЈИШМƏСИ

Мəгалəдə газ-нефт-су тəзəһүрүнүн тəдгигиндэн бəһс олунур. Мəделин гурул-масында газ-нефт-су тəзəһүрү заманы гејри-стационар просєсии инкишафы нəзэрə алынмышдыр. Газыма мəһлулу гују ағзына доғру нэрəkəт едэркэн, онун параметр-лєри фəсилəсиз дəјишир вə лəј флүиди гујуја дахил олан заман онун динамик ин-тенсивлији нəзэрə алынур.

E. S. Huseinov, K. E. Rustamov

#### TRANSIENT PRESSURE SURGE AT THE WELL BOTTOM DURING SHOWING OF GAS, OIL AND WATER

The article deals with gas, oil and water showing problem while drilling, when investigating theoretical model of non-steady fluid flow to wellbore. Flow intensity dynamics and variation of drilling mud parameters till reaching the wellhead are considered.

УДК 622. 276. 031 : 532. 11. 08

Э. Х. АЗИМОВ., В. Н. АЛЛАХВЕРДИЕВ, Г. С. МАМИЕВ,  
Б. Х. ЮСУФЗАДЕ

#### К МЕТОДИКЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

С увеличением глубины залегания, следовательно, и пластовых давлений залежей нефти и газа, скоростей встречных газожидкостных потоков в скважинах замер забойного и пластового давлений затрудняется и часто, особенно в условиях открытого моря, технически становится невозможным. Поэтому количество информации о пластовых давлениях, полученных в результате прямых замеров с помощью глубинных приборов, а также объем проводимых исследований, особенно методом установившихся отборов, резко уменьшается. Если при проведении этих исследований замер дебитов не представляет особых трудностей, то забойные давления требуется измерять на каждом режиме глубинным манометром непосредственно в стволе работающей скважины. Указанные измерения следует проводить при установившемся состоянии работы скважин, т. е. после полной стабилизации дебитов и давления. В таком случае принято считать, что ошибка в значениях забойного давления  $P_c$  будет находиться в пределах погрешности глубинного манометра. Однако из промышленной практики известно, что при больших дебитах для спуска глубинного манометра часто приходится прикрывать скважину, а иногда даже закрывать. Как отмечено в [1], спущенный манометр является дополнительным штуцером для работы скважины, что отражается на режиме ее работы и результатах измерения. Для уменьшения влияния указанного фактора возникает необходимость пребывания глубинного манометра длительное время в забое скважины, что приводит к увеличению продолжительности исследования. Таким образом, с увеличением глубины залегания точность результатов глубинных измерений по различным причинам уменьшается, а их стоимость увеличивается.

С другой стороны, в настоящее время имеются расчетные методы [2, 3], позволяющие с достаточной для практики точностью определять забойное давление  $P_c$  в работающих и пластовое  $P_{пл}$  в остановленных газовых и газоконденсатных скважинах.

Следовательно, существующие пути определения пластового давления (как прямые, с использованием глубинных приборов, так и расчетные) предусматривают остановки скважины, что не всегда же-

лательно и возможно. В настоящей работе предлагается методика определения пластового давления и проведения газогидродинамического исследования скважин методом установившихся отборов без использования глубинного манометра и остановки скважины.

Выше было отмечено, что давление на забое работающей скважины можно определять расчетным путем по устьевому давлению в затрубном пространстве по барометрической формуле [2.] При этом в затрубном пространстве, как в остановленной скважине, должен быть неподвижный столб газа. Тогда давление в затрубном пространстве и забое скважин будет отличаться только по весу неподвижного столба газа. Причем в чисто газовых скважинах отличие в значениях буферных  $P_б$  и затрубных  $P_{зат}$  давлений будет незначительно. В газоконденсатных и нефтяных скважинах в зависимости от содержания и свойств добываемой жидкости эта разница будет более существенна. Состояние ствола скважин зависит также от режима разработки, т. е. уровня пластового давления, ее отношения к забойному давлению, с одной стороны, и к давлению насыщения нефти газом  $P_n$  или давлению начала конденсации  $P_{нк}$  — с другой. Так, если забойное давление будет больше  $P_{нк}$  (или  $P_n$ ), в забой скважины будет поступать однофазный поток и жидкость (или газ) будет выделяться в трубах. С падением пластового давления граница раздела однофазного и двухфазного потока в стволе скважины будет приближаться к башмаку первого ряда подъемного лифта. Когда  $P_c < P_{нк}$  (или же  $P_c < P_n$ ), в затрубном пространстве как нефтяных, так и газоконденсатных скважин будет статический столб однофазного газа.

Суть предлагаемой методики заключается в следующем. При установившейся работе скважин образцовым манометром измеряют устьевые давления ( $P_б$ ,  $P_к$ ,  $P_{зат}$ ) и дебит скважины. Если скважина работает с предельным или близким к нему дебитом, то диаметр штуцера уменьшается на 2—3 мм; каждый раз производятся измерения устьевых давлений и дебитов. Ясно, что с уменьшением диаметра штуцера будут увеличиваться устьевые давления и уменьшаться отборы. На каждом режиме по статическому затрубному давлению производится расчет забойного давления. Полученные значения заносятся на график зависимости между забойным давлением и квадратом диаметра штуцера. Естественно, что с приближением диаметра штуцера к нулю забойное давление будет приближаться к пластовому и при  $d_{шт} = 0$  они будут равны между собой. Тогда, интерполируя конечный участок полученного графика до точки  $d_{шт} = 0$ , с достаточной для промышленной практики точностью можно найти значения пластового давления. Следовательно, по результатам устьевых замеров в работающей скважине можно определять забойное и пластовое давления, депрессию, создаваемую на пласт, и проводить исследование методом установившихся отборов.

В табл. 1 приведены значения забойных давлений, определенных расчетным методом по затрубному давлению при различных установившихся режимах работы ряда скважин отдельных месторождений. Для сравнения также приводятся и замеренные глубинными манометрами значения забойных давлений и, как видно из таблицы, они довольно близки между собой. По данным этой таблицы были построены графики зависимости забойных давлений от квадрата диаметра штуцера в скважинах газоконденсатных (рис. 1) и нефтяных (рис. 2)

Таблица 1  
Сопоставление измеренных и расчетных значений забойных давлений

№ скважины	Диаметр штуцера $d_{шт}$ мм	Давление, МПа			
		$P_{буф}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$ замер	$P_{заб}$ расчет
Газоконденсатн. скв. 610 м. Котур-Тепе	4	15,8	16,0	17,87	17,85
	6	15,6	15,8	17,67	17,63
	8	15,2	15,8	17,80	17,42
	10	15,5	15,2	17,01	17,05
	12	15,0	15,1	16,77	16,80
Газоконденсатн. скв. 21 м. Аешкульское	4	12,23	13,03	13,97	13,91
	6	12,18	12,98	13,88	13,84
	8	12,13	12,90	13,76	13,75
	10	11,81	12,70	13,60	13,59
	12	11,39	12,59	13,35	13,32
Нефтян. скв. 604 м. Котур-Тепе	6	6,7	14,5	18,24	18,16
	8	6,5	12,2	17,94	17,92
	10	6,3	11,5	17,60	17,63
	12	5,8	10,5	17,33	17,38
Нефтяная скв. 115 м. Котур-Тепе	4	6,8	10,0	20,30	20,37
	6	6,3	9,5	19,49	19,51
	8	5,8	9,0	18,35	18,40

месторождений. Интерполируя полученные графики до точки  $d_{шт} = 0$ , определили величины пластовых давлений. Результаты занесены в табл. 2, где также поставлены измеренные глубинным манометром значения пластовых давлений. Как видно из табл. 2, погрешность предлагаемого расчетного метода по сравнению с данными прямых замеров не превышает 1,5%.

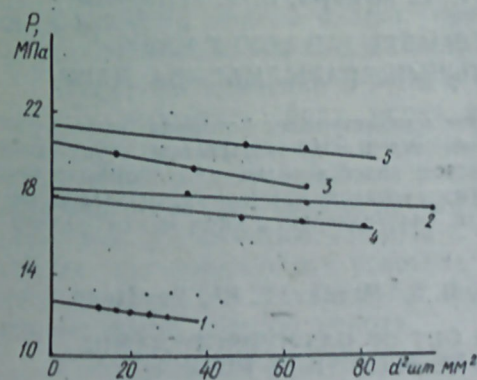


Рис. 1. Изменения забойного давления от диаметра штуцера скв. № 203 (1) месторождения Нефтяные камни; 604 (2), 115 (3)—Котур-Тепе; 299 (4), 265 (5)—Песчаный

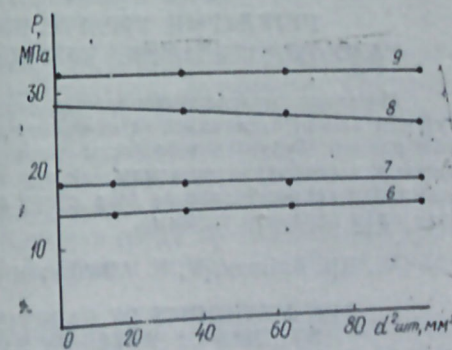


Рис. 2. Изменения забойного давления от диаметра штуцера скв. № 610 (7), 852 (8), 5 (9) месторождения Котур-Тепе; 21 (6)—Бешкульское

Таблица 2

Сопоставление значений пластовых давлений, измеренных  
Глубинным манометром и найденных предложенным методом

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Пластовое давление		Погрешн. %
			Замеренное	Найденное по графику	
1	115	Котур-Тепе	20,52	20,65	0,6
2	9(6)		34,76	34,3	1,3
3	640		18,77	18,60	0,9
4	185		17,95	18,10	0,8
5	5		31,9	31,8	0,31
6	3	Комсомольск	30,76	30,75	0,03
7	49		30,45	30,35	0,33
8	203	Нефтяные камни	12,75	12,80	0,39
9	342		84,06	84,0	0,07
10	299	Песчаный	18,13	18,10	—
11	261		21,62	21,70	0,37
12	610	Котур-Тепе	18,03	18,0	0,14
13	21		Бешкульское	14,02	14,02

Таким образом, предложена простая и в то же время достаточно надежная методика определения пластовых давлений и проведения газогидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов без использования глубинных замеров и остановки скважин. Она может найти широкое применение, особенно в морских месторождениях Азербайджана, где остановка скважин для замера и исследования затруднительна.

## Литература

1. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. — М.: Недра, 1973.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. — М.: Недра, 1980. 301 с.
3. Аббасов З. Я. Методические указания по определению забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье. — Баку: Элм, 1981. — 99 с.

Е. Х. Эзимов, В. Н. Аллахвердиев, К. С. Мамиев, Б. Х. Юсифзаде

ГУЈУЛАРЫН ГЭРАРЛАШМЫШ АТГЫЛАР ҮСУЛУ ИЛЭ  
ГАЗОГИДРОДИНАМИКИ ТЭДГИГАТЫНЫН АПАРЫЛМАСЫНА ДАИР

Мәгаләдә гәрарлашмыш ахында дәринлик манометриндән истифадә етмәдән вә гујунун ишини сахламадан газогидродинамики тәдгигатын апарылмасы үсулу тәклиф едилди. Бунун үчүн гујуағзы тәзјигә әсасән һесаблинмыш диб тәзјигләринин шүсерин диаметриндән асылы дәјишмә әјрисини гуруларағ лај тәзјиги, мұхтәлиф рејимләрдә депрессијалар вә даһа сонра лајын мәнсулларлығы кими мұһүм әһәмийәти олан параметр тапылдыр.

E. Kh. Azimov, V. N. Allahverdiev, G. S. Mamiyev, B. Kh. Yusifzade

THE METHODOCS OF CARRYING OUT OF GAS-HYDRODYNAMIC  
STUDIES OF WELLS BY STEADY SELECTIONS METHOD

The article deals with the methodics of reservoir pressures determination and carrying out of gas-hydrodynamic studies of wells by the steady selections method excluding gaugings of depth and shutting in a well. For this purpose the authors used a graphical dependence of bottom hole pressure, calculated according to a static annular pressure, and a flow bean diameter.

УДК 622. 276. 6

Ш. Ф. ГУСЕЙНОВА, А. М. КАСУМОВ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ  
НЕФТЕОТДАЧИ ОТ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ  
ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

Известно, что даже при применении различных вариантов заводнения (горячая вода, полимерное заводнение, заводнение растворами ПАВ) в пласте остается больше половины разведанной нефти. Это указывает на то, что на нефтеотдачу пластов влияет много факторов (проницаемость и неоднородность нефтяных коллекторов, вязкость нефти и т. д.). При исследовании методов воздействия на пласт необходимо учитывать как можно больше таких параметров. Важным прогнозом показателей воздействия являются такие параметры, как проницаемость и температура закачиваемого агента.

Настоящее исследование посвящено изучению влияния проницаемости пористой среды на нефтеотдачу при высокой температуре и давлении закачки.

Изучению влияния проницаемости пористой среды на нефтеотдачу посвящено достаточно работ [1—3]. Однако эти работы проведены на линейных моделях пласта, которые по своей конструкции не полностью имитируют реальный пласт. В связи с этим эксперименты проведены на модели пласта, представляющей элемент пятиточечной схемы расположения скважин [4].

Вода при давлении 5 МПа и температурах 20 и 100°C закачивалась в пористую среду через нагнетательную скважину. Перепад давления поддерживался равным 0,05 МПа. В опытах остаточная водонасыщенность моделей была равна 18—20%. В качестве углеводородной жидкости использована нефть месторождения Грязевая Сопка (гор. CaC<sub>2</sub>) вязкостью 136 мПа·с, обладающая неньютоновскими свойствами при нормальных условиях. Пористая среда со значениями проницаемости 0,15; 1,0; 3,0 и 5,0 мкм<sup>2</sup> получена путем подбора кварцевого песка разного помола.

Полученные экспериментальные результаты характеризуют степень влияния проницаемости на коэффициент нефтеотдачи, продолжительность процесса и расход рабочего агента.

Результаты проведенных опытов в виде кривых зависимостей коэффициента нефтеотдачи от значения проницаемости пористой среды приведены на рис. 1. Как видно из рисунка, с увеличением прони-

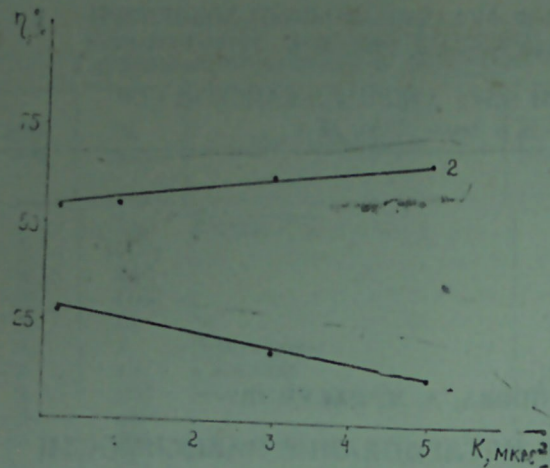


Рис. 1. Зависимость безводной и конечной коэффициента нефтеотдачи от проницаемости пористой среды: 1—безводная нефтеотдача; 2—конечная нефтеотдача

цаемости модели пласта конечный коэффициент нефтеотдачи увеличивается.

Если при закачке в пласт горячей воды конечный коэффициент нефтеотдачи при проницаемости  $0,15 \text{ мкм}^2$  равен 55 (рис. 1, кр. 1), а при  $1,0 \text{ мкм}^2$ —56,5% (рис. 1, кр. 2), то при проницаемости 3,0 и  $5,0 \text{ мкм}^2$  его значение растет до 63,3 и 67,1%, соответственно (рис. 1, кр. 3 и 4). С увеличением значения проницаемости пористой среды от  $0,15$  до  $5,0 \text{ мкм}^2$  конечный коэффициент нефтеотдачи повышается на 12,1%.

Для коэффициента безводной нефтеотдачи наблюдается обратная картина. С увеличением проницаемости пористой среды его значение уменьшается.

Известно, что на вытеснение нефти водой из пористой среды кроме других факторов оказывает влияние соотношение капиллярных и гидродинамических сил. Как сказано выше, исследования проводились при постоянном перепаде давления, геометрических размерах модели и др. Изменялась лишь проницаемость пористой среды и, как следствие этого, величина капиллярных сил.

Если обратить внимание на таблицу, то увидим, что в высокопроницаемой пористой среде ( $K=5,0 \text{ мкм}^2$ ) значение капиллярного давления не высокое ( $P_k=0,014 \text{ МПа}$ ). Поэтому закачиваемая через нагнетательную скважину вода под действием перепада давления стремится в направлении эксплуатационных скважин и уносит с собой лишь часть нефти. При этом происходит быстрый прорыв воды, что способствует получению низкого значения коэффициента безводной нефтеотдачи (17%).

Проницаемость, $\text{мкм}^2$	Тем-ра воды $^{\circ}\text{C}$	Скорость вытесн., м/сут	Капил. давление, МПа	Козф. нефтеотд, %	
				безводн.	конечн.
0,015	20	0,06	0,041	15,8	40
	100	0,074	0,035	28,5	55
1,0	20	0,086	0,032	26,7	56,6
	100		0,026		
3,0	20	0,1	0,024	18,3	63,6
	100		0,019		
5,0	20	0,11	0,018	11,2	56,9
	100	0,16	0,014	17,0	67,1

С уменьшением проницаемости пористой среды ( $K=0,015 \text{ мкм}^2$ ) увеличиваются капиллярные силы ( $P_k=0,035 \text{ МПа}$ ), которые приводят к накоплению водонасыщенности в пористой среде и замедляют процесс прорыва воды к эксплуатационным скважинам, вследствие чего увеличивается коэффициент безводной нефтеотдачи (28,5%).

С повышением значения проницаемости от  $0,15$  до  $5,0 \text{ мкм}^2$  капиллярные давления в этих пористых средах при закачке холодной и горячей воды уменьшаются соответственно в 2,3 и 2,6 раза, что способствует увеличению нефтеотдачи пластов.

Одним из факторов, преимущественно влияющих на нефтеотдачу является скорость вытеснения. Из таблицы видно, что повышение проницаемости пористой среды от  $0,15$  до  $5,0 \text{ мкм}^2$  приводит к увеличению скорости вытеснения от  $0,074$  до  $0,16 \text{ м/сут}$ , т. е. в 2,2 раза.

Полученные данные показывают, что при исследованных значениях коэффициентов проницаемости повышение температуры закачиваемой воды также способствует уменьшению капиллярного давления и увеличению скорости вытеснения. Например, при переходе от холодной закачки ( $20^{\circ}\text{C}$ ) к горячей ( $100^{\circ}\text{C}$ ) капиллярные давления пористых сред с проницаемостями  $0,15$  и  $5,0 \text{ мкм}^2$  уменьшаются соответственно в 1,1 и 1,3 раза, а скорость вытеснения увеличивается в 1,25 и 1,4 раза.

Проницаемость пористой среды заметно влияет на объем закачиваемой воды и время вытеснения.

Данные эксперимента показывают, что увеличение проницаемости пористой среды не только приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи (рис. 2), но также уменьшает объем закачиваемой в пласт воды. Например, если при проницаемости  $0,15 \text{ мкм}^2$  приходилось прокачать через модель пласта 3,76 поровых объема воды, то при проницаемости  $5,0 \text{ мкм}^2$  для получения конечного коэффициента нефтеотдачи равного 67,1% (рис. 2, кр. 4) было достаточно закачать 2,5 объемов пор воды.

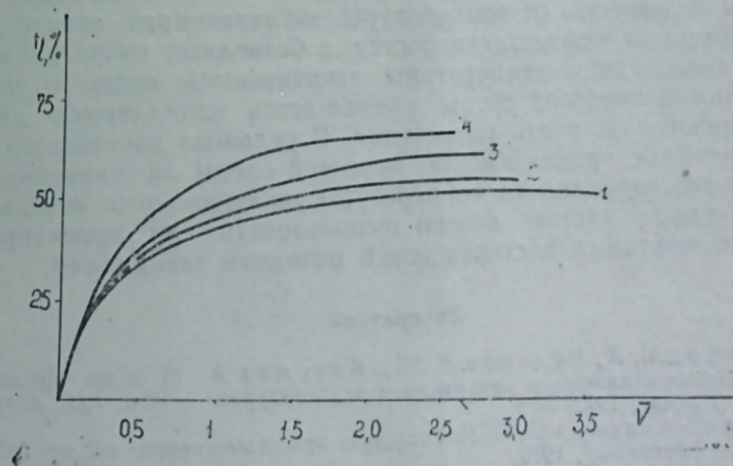


Рис. 2. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от объема прокачанной воды, проницаемость,  $\text{мкм}^2$ . 1—0,15; 2—1,0; 3—3,0; 4—5,0.

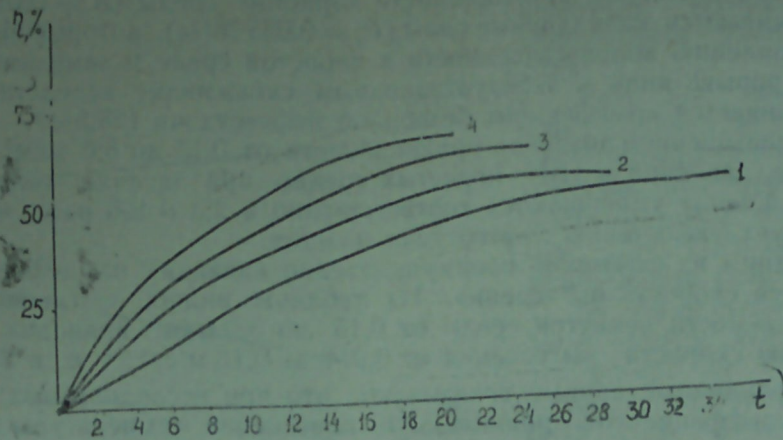


Рис. 3. Зависимость коэффициента от времени вытеснения, проницаемость, мкм<sup>2</sup>: 1—0,15; 2—1,0; 3—3,0; 4—5,0

На рис. 3 приведены кривые зависимости коэффициента нефтеотдачи от времени вытеснения. Как видно из рисунка, при значении проницаемости пористой среды 0,15 мкм<sup>2</sup> процесс вытеснения завершается за 35. В увеличении значения проницаемости время вытеснения уменьшается и при 1,0; 3,0 и 5,0 мкм<sup>2</sup> конечный коэффициент вытеснения достигается за 29, 25 и 21. Повышение значения проницаемости от 0,15 до 5,0 мкм<sup>2</sup> сокращает время вытеснения более чем в 1,5 раза.

### Выводы

1. На радиальной модели пласта с пятиточечной сеткой расположения скважин экспериментально исследовано влияние проницаемости пористой среды на коэффициент нефтеотдачи при закачке в пласт горячей воды.

2. Выявлено, что с увеличением значения проницаемости пористой среды независимо от температуры закачиваемого агента конечный коэффициент нефтеотдачи растет, а безводный уменьшается.

3. С повышением температуры закачиваемой воды и значения проницаемости пористой среды уменьшается капиллярное давление и увеличивается скорость вытеснения. В условиях настоящего исследования влияние проницаемости пористой среды на указанные факторы больше, чем влияние температуры закачиваемого агента.

Полученные данные можно использовать при проектировании разработки нефтяных месторождений методами заводнения.

### Литература

1. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Касумов А. М. и др. Исследование малопроницаемых коллекторов при высоких температурах. — Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1979, № 1.
2. Мелик-Асланов Л. С. Нефтеотдача при вытеснении нефти из пласта водой. — Баку: Азернешр, 1979.
3. Жданов М. А. и др. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа — М.: Недра, 1976.

4. Касумов А. М., Гусейнова Ш. Ф. Исследование полноты вытеснения нефти из пласта при площади закачки воды в условиях высоких температур и давлений. — Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле, 1977, № 4.

Ш. Ф. Гусейнова, А. М. Касумов

### ЛАЈА ИСТА СУ ВУРДУГДА НЕФТВЕРМЭ ЭМСАЛЫ ИЛЭ МƏСАМƏЛИ МҮНТИН КЕЧИРИЧИЛИЈИ АРАСЫНДАКЫ АСЫЛЫЛЫҒЫН ТƏЧРҮБИ ТƏДГИГИ

Мəгəлədə лəја исти су вурду да нефтвермэ эмсалы илэ мəсамəли мүнтин кечиричилији арасындакы асылылығын тəчрүби тəдгигиндэн алынған нəтичələr берилмишдир. Көстəрилмишдир ки, лəја вурдан сујун температурунун вə мəсамəли мүнтин кечиричилијинин артмасы илэ лəјада капилјар тəзјиг азалыр вə нефт сыхылдырма сүрəти артыр. Мəсамəли мүнтин кечиричилијинин артмасы вурдан сујун температурунун артмасына нəзэрэн бу амиллэрə даһа чох тəсир көстəрир.

Sh. F. Guseinova, A. M. Kasumov

### THE EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF THE DEPENDENCE OF OIL RECOVERY FROM THE PERMEABILITY BY THE HOT WATER INJECTION

The article deals with the experimental investigation results of the porous medium permeability influence on the oil recovery by the thermal injection. It is determined that with the increase of the injected water temperature and permeability value, the capillary pressure decreases and the displacement rate increases. In the conditions of the present investigation the influence of permeability of the porous medium on the pointed factors is greater than the influence of the temperature of the injected agent.

## ХРОНИКА

### ВОПРОСЫ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

17 мая 1984 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 математического обеспечения геолого-геофизических исследований при подсчете запасов и разработке нефтяных и газовых месторождений.

Заслушав и обсудив доклад коллектива сотрудников института „Основные задачи геолого-геофизических исследований и методы их решения с применением ЭВМ“, а также выступления участников научной сессии, Научный совет отмечает, что одним из перспективных направлений развития геологической науки является применение математических методов и ЭВМ в геолого-геофизических исследованиях.

В этом направлении в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР выполнен значительный объем фундаментальных и прикладных исследований, разработаны: методические основы статистического моделирования нефтяных залежей и пластов: теория и методика прогнозирования физических параметров залежей нефти и газа и пород экранов; статистическая методика контроля обводнения нефтяных залежей по геофизическим и гидродинамическим данным; система изучения геологического строения нефтяного месторождения в процессе разработки; методы картирования геолого-геофизических параметров на ЭВМ; методические приемы статистической оценки промышленных и прогнозных запасов углеводородов.

Для реализации разработанных методов созданы следующие автоматизированные системы: геологического картирования на ЭВМ — „Геокарт“; имитационного моделирования физических параметров коллекторов и экранов, разделения пород по литологии и характеру насыщения, прогнозных и промышленных запасов углеводородов — „Прогноз“ и „Разделение“; „Геолого-промысловая модель месторождения“, реализующая на базе геолого-промысловой информации комплекс задач, направленных на повышение эффективности разработок и месторождений нефти определения АВПсД — „АСО АЕПсД по методикам „нормально уплотненных глин“, „эквивалентных глубин“ и моделирования линии нормального углоения; пакет программ по многомерным методам анализа (кластер-анализ, факторный анализ, регрессионный анализ-распознавание образов).

В результате реализации указанных методов и применения автоматизированных систем обработки информации: получен широкий спектр статистических моделей нефтяных и газовых залежей, учитывающих многообразие геолого-физических и технологических факторов, позволяющих прогнозировать нефтеотдачу; получены прогнозные оценки коллекторских свойств пород до глубины 9000 м в районах северо-западного борта Южно-Каспийской впадины; предложены классификационные критерии выбора объектов для применения новых методов нефтеизвлечения, впервые в практике отечественных поисковых работ предложены теоретические основы геокартирования с использованием двойных рядов Фурье при неравномерном расположении карти-

руемых геологических данных, реализация которых на ЭВМ позволила установить закономерности складкообразования в районе Апшероно-Прибалханской зоны поднятий и выявить ряд новых структурных форм, на которые проектируется бурение разведочных скважин; подсчитаны промышленные запасы нефти и газа по всем месторождениям Апшеронского полуострова и прилегающих акваторий Каспия.

Определенные исследования в области применения математических методов и ЭВМ в геолого-геофизических исследованиях выполнены в ЮжВНИИ Геофизики, АЗИНЕФТЕХИМе им. М. Азизбекова, ВНИПИГазе и других научно-исследовательских организациях, представивших свои сообщения на научную сессию. Эти исследования касались вопросов разработки программы размытой классификации KLARA и результатов ее использования для литологического расчленения разрезов скважин, определения компонентного состава и пористости горных пород по данным ГИС на ЭВМ, определения типа залежи методами распознавания образов и др.

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 о научных и практических результатах ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР по применению математических

методов и ЭВМ в геолого-геофизических исследованиях и принять к сведению выступления представителей ЮжВНИИ Геофизики, АЗИНЕФТЕХИМа и ВНИПИГаза.

Рекомендовано научным и производственным организациям, курируемым Научным советом, продолжить исследования в области совершенствования информационного обеспечения и применения математических методов и ЭВМ в геологии, с созданием автоматизированных систем обработки геолого-геофизической информации.

Рекомендовано ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР приступить к созданию автоматизированных систем „Подсчет запасов“, „Проектирование разработки“, „Контроль разработки“ и приступить к подготовке методических рекомендаций по применению математических методов и ЭВМ в геолого-геофизических исследованиях с передачей их для использования в научных и производственных организациях.

Для практического осуществления планируемых исследований признано необходимым оснащение научных учреждений, курируемых Научным советом, периферийными телекоммуникационными системами, дисковыми вводами для создания банков данных, графопостроителями планшетного типа, преподавателями промышленно-геофизической информации.

Принято решение опубликовать подготовленные Бюро Научного совета материалы научной сессии.

*Л. А. Буряковский, Л. И. Аллагердиева*

МҮНДЭРИЧАТ

М. Т. Абасов, Х. И. Дадаш-заде, Ф. Н. Оручэлијев. Јункул неф-  
тин су илэ сыхышдырълмасы просесинин тэдгигинэ даир 3  
Г. И. Чалалов, А. М. Мэмэдов. Чајлы мөсамэли лајда мајенин ната-  
мам гујуја гэрарлашмамыш сүзүлмэси һаггында 8  
Н. Ч. Таһиров, Ф. Н. Керимова, О. М. Ибраһимов, М. А. Бар-  
јакина. Металын су вэ нефтлэ исланмасына сөһ өртүүү хассэсинин тэ'сири 16  
Л. А. Бурјаковски, Р. Ч. Чаваншир, Р. Ј. Элјаров. Кеофлуидал  
тэзиг тэснифатынын аксиоматик гурулмасы 19  
Г. Н. Чэлилов, Н. М. Ганнјев, Ф. Н. Оручэлијев, С. С. Салма-  
нова. Нефт-газ јатагларынын ишлэмэ просесинин тэдгигинэ даир 25  
Е. Х. Эзимов, С. С. Салманова. Тэчрид олунмуш нефт лајлары биркэ  
ишлэнкэн онларын гидродинамик гаршылыгы тэ'сири һаггында мөсэлэнин һалли 30  
Н. Ч. Чэфэров, Т. И. Казымов. Элагэсиз лајлардан ибарэт јатагларда  
гујуларын ишинэ чајларын тэ'сири 38  
Б. И. Јесман, М. Э. Сэмэдова. Аномал өзүллү пластик мајелэрин ахымы  
үчүн букингамын сөрф тэнлијиндэн истифаде едилмэси 48  
Т. Ј. Баһаров, Т. Н. Сарачев, Ш. Т. Ибраһимова. Абшерон нефт-  
ли-газлы вилајетиндэ лај тэзигинин пајланмасы гаунаујунлуларынын тэдгиги 54  
М. Т. Абасов, Н. Ч. Таһиров, Ф. Н. Керимова, М. А. Барјакина.  
Мөсамэли мүнхтэ гидродинамик тэзиглэр фэргинин тэ'сири олмадан сујун вэ  
карбоһидрокенли мајелэрин гаршылыгы сыхышдырълмасы 62  
А. С. Стреков. Полимерлэ су изолјасија ишлэринин ефектлијинин  
јүксэлмэси 68  
Г. Н. Чэлилов, С. С. Салманова, М. С. Гулијева. Ниссэ-ниссэ  
бирчине анизотроп лајда газын сүзүлмэси 73  
Л. А. Бурјаковски, Т. Ј. Баһаров, Е. Б. Вэлијева, Т. Н. Сара-  
чев. Нефтли-газлы галынлыгын орта эдэдинин гижмэтлэндирилмэсинэ даир 80  
М. Э. Рэсулов, З. Ф. Оручэлијева, Х. А. Фейзуллајев. Чырла-  
шан параболлик типли гејри-хэтти тэилијин эдэди һалли 85  
Н. Б. Агајев, Х. Ф. Эзизов. Гатлы лајларда истилик иткисинин динамикасы 93  
И. А. Малхасјан, О. В. Макагонова. Лајларын гејри-бирчинслијинин  
су-нефт тэмас хэттинин һэрэкэт характеринэ тэ'сири 101  
Ф. М. Гусейнов, О. А. Маркарова, Т. Н. Сарачев. Санкэчал-дэниз—  
Дуванны-дэниз-Булла адасы јатагында нефт-газлылыг перспективи илэ элагэдар  
Күг дэстэсинин јатым хусусијјэтлэри 104  
Е. С. Гусейнов, К. Е. Рүстэмов. Газылан гују дибиндэ газ-нефт-су  
тэзаһуру заманы гидродинамик тэзигин дэјишмэси 109  
Е. Х. Эзимов, В. Н. Аллахвердијев, К. С. Мэмијев, Б. Х. Јусиф-  
заде. Гујуларын гэрарлашмыш атгылар үсулу илэ газоһидродинамики тэдгига-  
тынн апарылмасына даир 117  
Ш. Ф. Гусейнова, А. М. Гасымов. Лаја исти су вурдугда нефтвермэ  
эмсалы илэ мөсамэли мүнхтин кечиричилији арасындакы асылылыгын тэчрүби  
тэдгиги 121

Хроника

Л. А. Бурјаковски, Л. И. Аллахвердијева. Нефт вэ газ јатагла-  
рынын ишлэнилмэси вэ еһтијатларын һесаблинамасында кеоложи-кеофизики ахта-  
рышларын ријазии тэ'минатынын нэзэри вэ тэчрүби мөсэлэлэри» 126

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, Х. И. Дадаш-заде, Ф. Г. Оруджалиев. К исследо-  
ваниям процесса вытеснения легких нефтей водой 3  
Г. И. Джалилов, А. М. Мамедов. О неустановившейся фильтрации  
жидкости к несовершенной скважине в трещиновато-пористом пласте 8  
Н. Д. Таиров, Ф. Г. Керимова, О. М. Ибрагимов, М. А. Баря-  
кина. Влияние свойств покрытий на смачивание поверхности металлов водой  
и нефтью 16  
Л. А. Буряковский, Р. Д. Джевандшир, Р. Ю. Алиев. Аксио-  
матическое построение классификации геофлюидальных давлений 19  
К. Н. Джалилов, Н. М. Ганиев, Ф. Г. Оруджалиев, С. С. Сал-  
манова. К исследованию процесса разработки нефтегазовых залежей 25  
Э. Х. Азимов, С. С. Салманова. К решению задачи о гидродинами-  
ческом взаимодействии изолированных пластов в условиях их совместной раз-  
работки 30  
Н. Д. Джафаров, Т. И. Казымов. О влиянии трещин на работу  
скважин в месторождениях состоящих из изолированных пластов 38  
Б. И. Есьман, М. А. Самедова. Об использовании уравнения расхо-  
да букингам для случая течения anomalно вязкопластичных тел 48  
Ю. Т. Багиров, Т. Н. Сараджев, Ш. М. Ибрагимов. Исследо-  
вание закономерностей распределения пластовых давлений на месторождениях  
Апшеронской нефтегазовой области 54  
М. Т. Абасов, Н. Д. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Баряки-  
на. Взаимное вытеснение воды и углеводородной жидкости в пористой среде в  
отсутствии гидродинамического перепада давления 62  
А. С. Стреков. О повышении эффективности водоизоляционных работ  
полимерами 68  
К. Н. Джалилов, С. С. Салманова, М. С. Гулиева. О фильтра-  
ции газа в кусочно-однородноанизотропном пласте 73  
Л. А. Буряковский, Т. Ю. Багиров, Э. Б. Велиева, Т. Н. Са-  
раджев. К оценке средних нефтегазонасыщенных мощностей 80  
М. А. Расулов, З. Ф. Оруджалиев, Х. А. Фейзуллаев. Чис-  
ленное решение нелинейного уравнения параболического типа с вырождением 85  
Н. Б. Агаев, Х. Ф. Азизов. К динамике тепловых потерь в мощных  
и слоистых пластах 93  
И. А. Малхасян, О. В. Макагонова. Влияние неоднородности пла-  
стов на характер продвижения водонефтяных контактов 101  
Ф. М. Гусейнов, О. А. Маркарова, Т. Н. Сараджев. Особенно-  
сти залегания НКП свиты месторождения Сангачалы-море-Дуваный-море 104  
о. Булла в связи с перспективами нефтегазности 104  
Э. С. Гусейнов, К. Э. Рустамов. Изменение гидродинамического  
давления на забое бурящейся скважины при газонефтеводопроявлении 109  
Э. Х. Азимов, В. Н. Аллахвердиев, Т. С. Мамиев, Б. Х. Юсиф-  
заде. К методике проведения газогидродинамического исследования скважин  
методом установившихся отборов 117  
Ш. Ф. Гусейнова, А. М. Касумов. Экспериментальное исследование  
зависимости нефтеотдачи от проницаемости пористой среды при заводнении  
пластов горячей водой 121

Хроника

Л. А. Буряковский, Л. И. Аллахвердиева. Вопросы теории и  
практики математического обеспечения геолого-геофизических исследований при  
подсчете запасов и разработке нефтяных и газовых месторождений 126

1 ман. гэн.  
руб. 20 коп.

Индекс  
76397